

**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS,
PETRÓLEOS Y AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

***“FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS
PRODUCTORAS CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN
LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO”***

Nicolás Yépez Carrillo

QUITO, NOVIEMBRE DEL 2012

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y
AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

***“FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS
CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN LOS CAMPOS VHR Y
CUYABENO”***

Proyecto del trabajo de grado presentado como requisito parcial para
optar el Título de Ingeniero en Petróleos

AUTOR
Nicolás Yépez C

TUTOR
Ing. Benigno Trujillo

QUITO, NOVIEMBRE DEL 2012

INFORMACIÓN DE ACEPTACIÓN DEL TUTOR

Por la presente dejo constancia que he leído el proyecto de trabajo de Grado, presentado por el señor Nicolás Yépez Carrillo para optar por el Título de Ingeniero de Petróleos, cuyo título tentativo es: “FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO”, y en tal virtud, acepto asesorar al estudiante, en calidad de Tutor, durante la etapa del desarrollo del trabajo de grado hasta su presentación y evaluación.

En la ciudad de Quito, a los 12 días del mes de Noviembre del 2012

Ing. Benigno Trujillo

TUTOR

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El tribunal constituido por Ing. Nelson Suquilanda, Ing. Julio Granja, Ing. Celiano Almeida.

Luego de receptar la presentación del trabajo de grado previo a la obtención del título o grado de Ingeniero de Petróleos, presentado por el señor Nicolás Esteban Yépez Carrillo, con el título “FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO”, ha sido revisada y por lo tanto damos fe de la originalidad del presente Trabajo de Investigación, por lo cual dejamos constancia.

Fecha: 12 de Noviembre de 2012

Para constancia de lo actuado

Ing. Nelson Suquilanda
MIEMBRO DELEGADO POR EL SUBDECANO

Ing. Julio Granja
MIEMBRO DE TRIBUNAL

Ing. Celiano Almeida
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

AUTORIZACIÓN DE LA AUTORÍA INTELECTUAL

Yo, Nicolás Esteban Yépez Carrillo en calidad de autor del trabajo de investigación o tesis realizada sobre “FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO”, por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR y a la empresa de servicios petroleros SCHLUMBERGER SURENCO S.A. auspiciante de este trabajo de investigación, para hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contienen esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6, 8; 19 y demás pertinentes de la ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, a 12 de Noviembre del 2012.



Nicolás Yépez C.
C.C. 0603323353

AGRADECIMIENTO

“Daría todo lo que sé, por la mitad de lo que ignoro.”

Descartes.

FIGEMPA, facultad donde me abrió sus puertas para que pueda desarrollarme como estudiante y su guía para la preparación para profesional en la Carrera de Ingeniería de Petróleos.

A los catedráticos por su confianza en mi persona: Ing. Benigno Trujillo, Ing. Julio Granja, Ing. Celiano Almeida e Ing. Nelson Suquilanda.

Por su confianza y primera guía al Señor Ing. Diego Molina y al Ing. Jorge Pazmiño.

Un agradecimiento muy especial al Ing. Diego Celleri de Well Services de la compañía Schlumberger por toda su confianza depositada y patrocinio en todo el desarrollo de mi tema de tesis, al igual que todo el personal de Quito y Base Coca. “Dios les bendiga siempre”.

Nicolás Yépez C.

DEDICATORIA

A Dios por darme vida y paciencia para haber podido sobrellevar todas las adversidades y contratiempos durante mi vida Universitaria.

A mis padres José Yépez y Marianita Carrillo que me han dado todo y por darme ánimos y tener toda la paciencia para poder seguir en mi vida Universitaria y llegar a ser un profesional.

A mis hermanos por el apoyo, a mis tíos por los mensajes de aliento al igual que primos y mi abuela que siempre ha estado dándome consejos para seguir y no decaer.

*Papa, Mama, Hermanos, Tíos, Abuelita Dios los bendiga siempre,
“GRACIAS POR TODO”.*

ÍNDICE GENERAL

	PAG-No.
LISTA DE CUADROS.....	XII
LISTA DE FIGURAS.....	XIV
RESUMEN.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1 ENUNCIADO DEL TEMA.....	3
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4 OBJETIVOS.....	4
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.5 FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD.....	4

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 MARCO INSTITUCIONAL DE SCHLUMBERGER.....	5
2.2 MARCO ÉTICO DE SCHLUMBERGER.....	5
2.3 MARCO REFERENCIAL.....	6
2.3.1 ASPECTO GENERALES DE LA CEMENTACIÓN.....	6
2.3.2 CEMENTACIÓN PRIMARIA.....	7
2.3.3 CEMENTACION FORZADA (Squeeze).....	12
2.3.4 COMPOSICIÓN DEL CEMENTO.....	17
2.3.4.1 Clasificación de los cementos según su grado API.....	18
2.3.5 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL CEMENTO.....	21
2.3.6 REOLOGÍA.....	27
2.3.7 MODULO DE YOUNG Y COEFICIENTE DE POISSON.....	30

2.3.8 EQUIPOS DE CEMENTACIÓN.....	31
2.3.8.1 Equipo De Flotación.....	31
2.3.8.2 Equipo De Tratamiento.....	35
2.3.8.3 Equipos Para La Cementación.....	37
2.3.9 PREFLUJOS.....	40
2.3.10 CÁLCULOS DE CEMENTACIÓN.....	42
2.3.11 EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE CEMENTACIÓN.....	46
2.3.11.1 Registros CBL/VDL.....	46
2.3.11.2 Registros Ultrasónicos.....	51
2.4. HIPÓTESIS.....	54

CAPITULO III

3. RESEÑA HISTÓRICA DE LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO.....	55
3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	57
3.2 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO.....	60
3.2.1 Columna estratigráfica.....	60
3.2.1.1 Arenas productoras.....	65

CAPITULO IV

4. PROGRAMA DE CEMENTACIONES PRIMARIAS PARA LA ZONA PRODUCTORA.....	73
4.1 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	77
4.1.1 Tubería de revestimiento en la sección productora.....	77
4.1.2 Características de cementación en la sección productora...	79
4.2 TIPOS DE CEMENTO UTILIZADOS EN LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008-2010.....	85
4.3 ANÁLISIS DE LAS CEMENTACIONES DE LAS ZONAS PRODUCTORAS.....	86
4.3.1 Análisis de las Presiones de bombeo y temperaturas.....	86
4.3.2 Tiempos de fraguado.....	87
4.3.3 Tipos de espaciadores.....	88

4.3.4 Análisis de compresibilidad.....	89
4.3.5 Rangos de densidades.....	90
4.4 COMPOSICIÓN DE LECHADAS DE LA CEMENTACIÓN PRIMARIA E LA ZONA PRODUCTORA DE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008-2010.....	91
4.4.1 Volúmenes de Cemento.....	92
4.4.2 Aditivos.....	93
4.5. ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE CEMENTACIÓN EN ZONAS PRODUCTORAS EN LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008- 2010.....	98
4.6 EVALUACIÓN DE LOS REGISTROS DE CEMENTACIÓN DE LOS POZOS.....	105

CAPITULO V

5. CEMENTACIÓN TECNOLOGÍA CemCRETE.....	115
5.1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.....	116
5.2 PRUEBAS DE LABORATORIO.....	125
5.3 PROPIEDADES DE LECHADA.....	144
5.3.1 Diseño de lechadas.....	144
5.3.1.1 Filtrado.....	148
5.3.1.2 Esfuerzo a la Compresión.....	149
5.3.2 Propiedades de lechada durante bombeo.....	150
5.3.2.1 Tiempo de Fraguado.....	150
5.3.2.2 Reología.....	150
5.3.3 Aplicaciones de las Lechadas.....	153
5.4 SIMULACIÓN DE LECHADA EN SOFTWARE CemCADE.....	153
5.5 ANÁLISIS DE REGISTROS DE CEMENTACIÓN.....	157
5.6 ANÁLISIS DE INVASIÓN EN ZONAS PRODUCTORAS.....	159
5.6.1 Pérdida de circulación de cemento.....	160

CAPITULO VI

6. DISEÑO METODOLÓGICO.....	162
6.1 TIPO DE ESTUDIO.....	162
6.2 UNIVERSO Y MUESTRA.....	162
6.3 MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	166
6.4 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS.....	166

CAPITULO VII

7.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.....	167
7.2 ESTABLECER LA MEJOR LECHADA EN LAS ZONAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO PARA MEJORAR EL AISLAMIENTO ZONAL DURANTE LA VIDA DEL POZO.....	183
7.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE LA CEMENTACIÓN CONVENCIONAL Y TECNOLOGÍA CemCRETE.....	210

CAPITULO VIII

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	213
8.1 CONCLUSIONES.....	213
8.2 RECOMENDACIONES.....	219

CAPITULO IX

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	221
9.1 BIBLIOGRAFÍA CITADA.....	221
9.2 BIBLIOGRAFÍA REVISADA.....	222
9.3 WEBGRAFIA.....	223

CAPITULO X

10.1 ANEXOS.....	224
10.2 TERMINOLOGÍA USADA.....	250

LISTA DE CUADROS

CUADROS	PÁG.
Capítulo II	
CUADRO No. 2.1 Clasificación API de los cementos.....	20
Capítulo III	
CUADRO No 3.1. Pozos perforados en el campo CUYABENO.....	65
CUADRO No 3.2 - Pozos perforados en el campos VHR.....	66
Capítulo IV	
CUADRO No 4.1 - Clases de cemento en zonas productoras.....	85
CUADRO No 4.2 – POZOS DE VHR y CUYABENO.....	86
CUADRO No 4.3 - Tipos de espaciadores pozos VHR.....	88
CUADRO No 4.4 - Tipos de espaciadores pozos CUYABENO.....	89
CUADRO No 4.5 - DENSIDAD Y CANTIDAD DE LECHADAS.....	91
CUADRO No 4.6 - VOLUMEN DE CEMENTO DE POZOS DEL CAMPO VHR.....	92
CUADRO No 4.7 - VOLUMEN DE CEMENTO DE POZOS DEL CAMPO CUYABENO.....	92
CUADRO No 4.8 - ADITIVOS QUÍMICOS EN EL CEMENTO DE LOS POZOS DEL CAMPO VHR.....	96
CUADRO No 4.9 – ADITIVOS QUÍMICOS EN EL CEMENTO DE LOS POZOS DEL CAMPO CUYABENO.....	97
CUADRO No 4.10 - HISTORIAL DE LOS POZOS VHR – CUYABENO.....	113

Capítulo VII

CUADRO No 7.1 - Diámetros de Tuberías de Perforación y Pozo.....	172
CUADRO No 7.2 – Densidades de Pre-flujos.....	176
CUADRO No 7.3 – Pozos Donde Realizaron Squeeze.....	181
CUADRO No 7.4 - ARENAS y TEMPERATURAS VHR.....	184
CUADRO No 7.5 - ARENAS – TEMPERATURAS CUYABENO.....	184
CUADRO No 7.6 – Condiciones Para Diseño De Lechada.....	191
CUADRO No 7.7 - PRUEBA 1.....	192
CUADRO No 7.8 - PRUEBA 2.....	193
CUADRO No 7.9 - PRUEBA 7.....	194
CUADRO No 7.10 - PRUEBA 14.....	197
CUADRO No 7.11 – Tabla de Volumen de líquido desplazado.....	199
CUADRO 7.12 – Tabla de Resultados de Resistencia a la Compresión.....	201
CUADRO No 7.13 – Tabla de Resultados de Sedimentación.....	203
CUADRO No 7.14 – Reporte de Diseño de Lechada FlexSTONE.....	205
CUADRO No 7.15 – Costos Estimados De Trabajo De Cementación...210	
CUADRO No 7.16 – Costos Estimados entre FlexSTONE y Cementación Convencional.....	211

LISTA DE FIGURAS

FIGURAS	PÁG.
 Capítulo II	
FIGURA No. 2.1 – Objetivos de la Cementación Primaria.....	8
FIGURA No. 2.2 - Tipos de Casing.....	9
FIGURA No 2.3 – Tipos de Liners.....	10
FIGURA No 2.4 – Componentes de un Liner.....	12
FIGURA No. 2.5 – Representación de un SQUEEZE.....	13
FIGURA No. 2.6 – Esquema de Técnicas de Squeeze.....	14
FIGURA No. 2.7 - Modelo de las placas paralelas para desarrollar el concepto de viscosidad.....	29
FIGURA No. 2.8 – Ilustración sobre el Modulo de Young y el Coeficiente de Poisson.....	31
FIGURA No 2.9 – Tipo de Float Shoe.....	32
FIGURA No 2.10 – Tipos de Float Collar.....	33
FIGURA No 2.11 – Tipos de Centralizadores.....	34
FIGURA No 2.12 - Diagrama de efectos de empaque.....	34
FIGURA No 2.13 – Tipos de Cabezal de Cementación.....	35
FIGURA No. 2.14 – Mangueras de acero de flujo.....	36
FIGURA No 2.15 – Tapones.....	37
FIGURA No. 2.16 – Tipos Transporte de Cemento.....	38
FIGURA No 2.17 – Esquema completo de Equipo de Cementación de Schlumberger.....	39
FIGURA No 2.18 – Camión de Cementación de 8000 PSI.....	40
FIGURA No. 2.19 – Configuración de Herramientas CBL – VDL.....	48
FIGURA No. 2.20 - Trabajo de Evaluación de Cemento, señales CBL...50	50
FIGURA No. 2.21 – Herramienta USI.....	52
FIGURA No. 2.22 – Medición y Principios Ultrasónicos.....	53

Capítulo III

FIGURA No. 3.1 - Ubicación geográfica del campo CUYABENO.....	57
FIGURA No. 3.2 - Mapa geográfico del campo CUYABENO.....	58
FIGURA No. 3.3 - Ubicación del campo Víctor Hugo Ruales.....	59
FIGURA No. 3.4 - Columna estratigráfica del campo CUYABENO.....	62
FIGURA No. 3.5 - Columna estratigráfica generalizada del Campo VHR.....	64

Capítulo IV

FIGURA No. 4.1 - ESQUEMA DE POZO.....	80
FIGURA No. 4.2 - ESQUEMA DE POZO 2.....	82
FIGURA No. 4.3 - ESQUEMA DE POZO 3.....	84
FIGURA No 4.4 – Formato de un registro CBL estándar de 3 pistas.....	99
FIGURA No 4.5 – Ciclo de salto (Skips).....	101
FIGURA No 4.6 – Registro USI y CBL-VDL.....	102
FIGURA No 4.7 – Efecto de enganche y corte.....	103
FIGURA No 4.8 – Interferencia causada por la reflexión de la formación.....	105

Capítulo V

FIGURA No 5.1 – Arreglo de partículas CemCRETE.....	117
FIGURA No 5.2 - Fuerza de compresión por el sistema UCA.....	119
FIGURA No 5.3 – Cuadro de Densidades LiteCRETE.....	120
FIGURA No 5.4 – Arreglo partículas FlexSTONE.....	124
FIGURA No 5.5 –Laboratorio.....	125
FIGURA No 5.6 – Mezcla aditivos químicos.....	126
FIGURA No 5.7 – Mezcla en Blender Mixer.....	127
FIGURA No 5.8 – Balanza Presurizada.....	128
FIGURA No 5.9 – Toma de densidad en Balanza.....	129
FIGURA No 5.10 – Viscosímetro de FANN y cronometro.....	130

FIGURA No 5.11 – Equipo para toma de control de filtrado.....	131
FIGURA No 5.12 – Manómetro de Equipo de control de filtrado.....	132
FIGURA No 5.13 – Probeta de 250 ml para prueba de agua libre.....	133
FIGURA No 5.14 – Lechada curada para prueba de sedimentación...	134
FIGURA No 5.15 – Cubos de lechada para prueba de resistencia a la compresión.....	134
FIGURA No 5.16 – Curación de lechadas a Baño María.....	135
FIGURA No 5.17 – Prueba de compresión en prenda hidráulica.....	135
FIGURA No 5.18 – Consistometro HP de alta presión y temperatura...	136
FIGURA No 5.19 – Prueba de consistometro en programa.....	137
FIGURA No 5.20 – Lechada fraguada en molde para prueba de expansión.....	138
FIGURA No 5.21 – Expansión del cemento al estar fraguado.....	140
FIGURA No 5.22 –Experimento expansión vs tiempo.....	140
FIGURA No 5.23 –Expansión anular Tensión vs Tiempo.....	141
FIGURA No 5.24 – Expansión anular Tensión vs Tiempo en formaciones duras.....	142
FIGURA No 5.25 – Aditivos en lechada Tecnología CemCRETE.....	144
FIGURA No 5.26 – Comparación de pérdidas de fluidos entre CemCRETE y lechada convencional.....	148
FIGURA No 5.27 – Comparación del Esfuerzo a la Compresión entre CemCRETE y lechada convencional.....	149
FIGURA No 5.28 – Ejemplo de Cuadro de dialogo.....	155
FIGURA No 5.29 – Ejemplo de Cuadro de dialogo de programa “General”	156
FIGURA No 5.30 – Ejemplo de Cuadro de dialogo de “Slurry”.....	156
FIGURA No 5.31 – Ejemplo de Cuadro de dialogo de “RHEOLOGY”...	157
FIGURA No 5.32 –CBL de lechada convencional.....	158
FIGURA No 5.33 –CBL de lechada FlexSTONE.....	159

Capítulo VII

FIGURA No 7.1 –Equipo de Cementación.....	168
--	-----

FIGURA No 7.2 – Lechadas y equipo de cementación.....	169
FIGURA No 7.3 – Esquema de cálculos de lechada de relleno y lechada de cola.....	171
FIGURA No 7.4 – Registro CBL de un pozo X de una mala cementación.....	177
FIGURA No 7.5 – Ejemplo de Reporte de Lechada Lead.....	185
FIGURA No 7.6 – Ejemplo de Reporte de Lechada Tail.....	186
FIGURA No 7.7 – Fracción de Sólidos de CemCRETE.....	187
FIGURA No 7.8 – Mezcla de Sólidos con Cemento.....	188
FIGURA No 7.9 – Muestras de Lechadas FlexSTONE.....	188
FIGURA No 7.10 – Viscosímetro de Cilindro Coaxial Rotacional.....	189
FIGURA No 7.11 – Lechada para prueba en Consistometro.....	189
FIGURA No 7.12 – Consistometro Hp De Alta Presión Y Alta Temperatura.....	190
FIGURA No 7.13 – Ejemplo de Software y Grafica de corrida de Lechada en consistometro.....	190
FIGURA No 7.14 –Lechada no fraguada.....	194
FIGURA No 7.15 –Lechada Gelificada.....	194
FIGURA No 7.16 –Lechada Gelificada.....	195
FIGURA No 7.17 –Lechada fraguada.....	198
FIGURA No 7.18 – Muestra de Equipo para Perdida de Fluido (izquierda), Cilindro contenedor y lechada deshidrata (derecha).....	198
FIGURA No 7.19 – Lechada en Probeta de 250ml para Prueba de Agua Libre.....	200
FIGURA No 7.20 – Cilindro que muestra la expansión de la lechada (izquierda) y prueba de Esfuerzo a la compresión (derecha).....	200
FIGURA No 7.21 –Esfuerzo a la Compresión.....	201
FIGURA No 7.22 – Cubos de Cemento Curado.....	202
FIGURA No 7.23 – Cilindro contenedor de lechada curada.....	202
FIGURA No 7.24 – Cilindro contenedor de lechada para prueba UCA (izquierda) y Equipo (derecha).....	203
FIGURA No 7.25 - Ejemplo de Grafica de Prueba UCA.....	204
FIGURA No 7.26 –Stress vs Rata de Corte.....	206

FIGURA No 7.27 –Prueba en consistometro de Lechada	
FlexSTONE.....	207
FIGURA No 7.28 – Prueba UCA de Lechada FlexSTONE.....	208
FIGURA No 7.29 – ANÁLISIS DE ESFUERZOS LECHADA	
CONVENCIONAL 15.8 ppg.....	209
FIGURA No 7.30 – ANÁLISIS DE ESFUERZOS FlexSTONE 14.5	
ppg.....	209

**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y
AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS
CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO”**

Autor: Nicolás Yépez

Tutor: Ing. Benigno Trujillo

Fecha: 12 de Noviembre de 2012

RESUMEN

Durante la perforación de pozos, una parte fundamental es la cementación de cada una de las secciones programadas y así lograr un aislamiento de las formaciones y evitar posibles derrumbes o pérdida del pozo. Esta tesis es sobre cementación de pozos, específicamente enfocado a las lechadas convencionales utilizadas en un grupo de 19 pozos, operaciones hechas por Well Services de Schlumberger en el Oriente Ecuatoriano, analizar y realizar la comparación con nuevas tecnologías y diseños de lechadas para la cementación de pozos en Ecuador. Como objetivo general es establecer la factibilidad del uso del cambio de lechadas convencionales por lechadas con alto contenido de sólidos, tecnología CemCRETE. Hipótesis: En el análisis de lechadas de cemento, se podrá conocer la efectividad de la lechada con altos contenidos de sólidos de las lechadas convencionales que se han utilizado en los pozos perforados en VHR y Cuyabeno hasta el 2010. El estudio servirá de guía para las cementaciones durante las perforaciones de los pozos en los siguientes años, así también analizar esta técnica y evitar una mala cementación, con la presencia de porosidad en el cemento cuando este se fragüe, ruptura del cemento durante completaciones o disparos en la zona productora.

El análisis de costos se realiza en comparación entre la tecnología CemCRETE y la cementación convencional, dando a conocer las ventajas de la utilización de la tecnología en los campos VHR y Cuyabeno.

Descriptores: cementación de pozos, clases de cemento, tecnología CemCRETE, registros CBL/VDL, Evaluación de registros de cementación – métodos, cementación – herramientas, cemento – evaluación, registros de cementación – análisis, Interpretación de registros de cemento, Recaps técnicos Schlumberger.

ABSTRACT

During drilling, a key part is the cementing of each of the sections scheduled and so achieves zonal isolation and avoids possible collapse or loss of the well. This thesis is about cementing, specifically focused on conventional slurries used in a group of 19 wells, transactions by Schlumberger Well Services in the Ecuadorian Oriente, analyze and comparison with new technologies and designs for cementing slurries wells in Ecuador. A general objective is to establish the feasibility of using conventional slurries change slurries with high solids content, CemCRETE technology. Hypothesis: In the analysis of cement slurries, you can determine the effectiveness of the slurry with high solids contents of conventional slurries were used in wells drilled in VHR and Cuyabeno until 2010. The study will guide the cementation during drilling of wells in the next few years, so these techniques to analyze and avoid poor cementation, with the presence of porosity in the cement when it hardens, break the cement during completions or shots in the production area. The cost analysis was performed comparing CemCRETE technology and conventional cementation, revealing the advantages of using technology in the fields and Cuyabeno VHR.

Descriptors: cementing, cement classes, CemCRETE technology, records CBL/VDL, cement evaluation logs-methods, cementing-tools, cement - assessment, record-analysis cementing, cement log interpretation, Schlumberger Technical Recaps.

INTRODUCCIÓN

La cementación de pozos petroleros es una amalgama de mucha interdependencia científica y disciplinas ingenieriles incluyendo química, geología, física y petróleo, mecánica e ingeniería eléctrica. Cada uno es esencial en el logro de la meta primaria de la cementación durable en la zona de aislamiento.

Durante los años 2008 y 2010 la compañía Schlumberger en el área de cementación (Well Services), cementó 19 pozos para el cliente EPPetroecuador, utilizando cementaciones convencionales en todos los pozos, ya sean direccionales, horizontales o verticales.

En la descripción de la cementación, Marco Referencial del Capítulo II, da a conocer en un marco teórico sobre la cementación convencional, la que se ha realizado así como su clasificación, tipos de cemento, equipos para la cementación y los instrumentos electrónicos que se necesitan para obtener en imagen como el cemento se colocó en el anular y su adherencia a la formación y a la tubería de revestimiento.

En el capítulo III se describe los campos donde se analizará los pozos perforados y cementados por Well Services, el campo VHR (Víctor Hugo Ruales), antes llamado “Cantagallo”, se le da el nombre por la muerte de un Ingeniero de EPPetroecuador. El campo fue descubierto por CEPE (hoy EPPetroproducción), luego de reinterpretar la sísmica del área; se perforó el primer pozo Cantagallo-1 a 2,8 km al norte del pozo Lilian-1 entre el 17 de junio y el 18 de julio de 1988.

El primer pozo perforado en el campo fue el Cuyabeno 01 a partir del 23 de octubre de 1972, siendo completado el 24 de noviembre del mismo año. Su producción fue de 648 BPPD de 26 °API del reservorio U, trabajo realizado por la compañía Texaco, llegando a alcanzar una profundidad total de 8,500 pies (penetrando las formaciones y reservorios Basal Tena, Napo U, T y el tope de Hollín)

En la operación de cementación, el cliente da a Well Services el cronograma de perforación, el tipo de campo y las arenas que se perforaran, con esa información se realiza el diseño de la lechada de relleno y lechada de cola que se utilizara en el pozo propuesto. Este diseño lo realiza ingeniería de cementación, simulada en el software CemCADE, posteriormente el diseño es recibido en el laboratorio donde se mezclan los aditivos químicos y sólidos y se tiene lista la composición de la lechada. En la locación se sigue una secuencia operativa ya establecida por Well Services, en armado y puesta del equipo en el pozo, que se describe en el capítulo IV.

La tecnología CemCRETE descrita en el capítulo V, muestra toda la composición de las lechadas que contiene esta tecnología, así como los aditivos químicos utilizados para esta composición. Sus volúmenes y cantidades son confidenciales.

Los resultados de todo el análisis de registros de cementación de los historiales de workover son presentados en el capítulo VII, en donde se da a conocer la densidad de las lechadas, de los lodos, las formaciones aisladas cementadas y el resultado de la mejor lechada que se podrá utilizar en los pozos y campos para posteriores cementaciones. También el análisis de costos y su comparación con la tecnología CemCRETE y su beneficio para su utilización.

Capítulo I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 ENUNCIADO DEL TEMA

“FACTIBILIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE ZONAS PRODUCTORAS CON TECNOLOGÍA CemCRETE EN LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO”

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Durante la campaña de perforación del año 2010, en los cuales 19 pozos han sido perforados en el campo VHR y Cuyabeno, se registró en algunos pozos que su cementación no ha sido la adecuada, ya sea por problemas de formación, condiciones de hoyo, fluidos de perforación utilizada y tipo de lechada. Por lo que en esta tesis se realizara un análisis de estos pozos para saber la razón de lo sucedido durante las operaciones de cementación.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Presentar un análisis más real y detallado sobre las operaciones remediales, para mejorar las lechadas de cemento para los pozos, con el fin de minimizar la cantidad de agua libre y optimizar las operaciones en el campo.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer la factibilidad del uso y cambio de lechadas convencionales por uso de lechadas con alto contenido de sólidos, tecnología CemCRETE.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar y analizar los registros de cementación y los historiales de pozos de los campos.
- Ampliar y reafirmar el conocimiento de una de las actividades más importantes en la vida productiva del pozo como es la cementación primaria de las tuberías de revestimiento.
- Determinar las condiciones durante la perforación antes de iniciar las operaciones de cementación.
- Analizar pérdidas de circulación en el pozo durante la cementación.
- Analizar el uso de las lechadas con alto contenido de sólidos y su aplicación en otros campos y pozos.
- Determinar la mejor lechada y su beneficio en la zona productora.

1.5 FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD

Este trabajo está patrocinado por SCHLUMBERGER SURENCO S.A., en el área de WELL SERVICES, la que brinda toda la información necesaria para el desarrollo de este tema de tesis, donde la información será recopilada de libros, papers, Recaps, en el que está el tema de cementación de pozos, para realizar el análisis respectivo.

Capítulo II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 MARCO INSTITUCIONAL DE SCHLUMBERGER

MISIÓN

Nuestro propósito es ayudar a nuestros clientes optimizando el desempeño de sus campos con producción más eficiente y aumento en la recuperación sin incrementar el costo de levantamiento.

VISIÓN

Ser el principal desarrollador de tecnología y el mejor en su clase en proveer soluciones de valor agregado para optimizar el desempeño de los campos.

2.2 MARCO ÉTICO DE SCHLUMBERGER

El Código de Ética de las políticas de Schlumberger se aplica a todos los directores de Schlumberger, funcionarios y empleados de la empresa. Están diseñados para ayudar a cada una de las situaciones, del manejo de los empleados de negocios con profesionalidad y lealtad.

El Código hace hincapié en los valores de Schlumberger y alienta a los empleados para incorporar estos valores en su vida laboral. Como una guía práctica y clara para el comportamiento que la empresa, espera de cada uno de su personal en el mundo. Deliberadamente establece normas

consistentes y de alta para todos los empleados, sin importar su posición en la que trabajan en el mundo.

Se trata de un esquema de amplio apoyo, a una amplia gama de políticas de la compañía, normas, pautas, procesos y procedimientos que establecen las obligaciones y responsabilidades de Schlumberger para comportarse éticamente en todos los aspectos de la vida empresarial.

2.3 MARCO REFERENCIAL

2.3.1 ASPECTOS GENERALES DE LA CEMENTACIÓN

CEMENTACIÓN

El primer tipo de cemento usado en un pozo petrolero fue el llamado cemento Portland, el cual fue desarrollado por Joseph Aspdin en 1824, esencialmente era un material producto de una mezcla quemada de calizas y arcillas.

Se denomina cemento a un conglomerante hidráulico que, mezclado con agregados pétreos (grava, arena, etc.) y agua, crea una mezcla uniforme, maleable y plástica que fragua y se endurece al reaccionar con el agua, adquiriendo consistencia pétrea, formando el llamado hormigón o concreto. Su uso está muy generalizado en construcción e ingeniería civil, su principal función es la de aglutinante.

La cementación de un pozo es un proceso que consiste en mezclar cemento y agua con ciertos aditivos, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del revestidor.

CLASIFICACIÓN DE LAS CEMENTACIONES

Se clasifican de acuerdo a los objetivos que se persiguen en:

- Cementación Primaria
 - Tubería de Revestimiento productor (Casing Productor).
 - Liner.
- Cementación Forzada (Squeeze)

2.3.2 CEMENTACIÓN PRIMARIA

La cementación primaria es una técnica que consiste en colocar cemento entre el espacio anular y desplazarlo entre la tubería y la formación, asegurando un sello completo y permanente (Fig. No 2.1).

Después de la colocación, el cemento endurece formando un sello hidráulico en el pozo, previniendo la migración de los fluidos de la formación al anular. Por lo tanto la cementación primaria es una de las etapas más críticas durante la perforación y completación de un pozo. Este procedimiento puede ser planeado y ejecutado cuidadosamente, porque hay solo una oportunidad para completar el trabajo satisfactoriamente.

Además de proporcionar aislamiento zonal, el poner revestimiento de cemento debería anclar y soportar la tubería de revestimiento y proteger contra corrosión por los fluidos de las formaciones.

Objetivos de las cementaciones primarias

1. Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contiene gas, petróleo y agua.
2. Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
3. Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.

4. Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

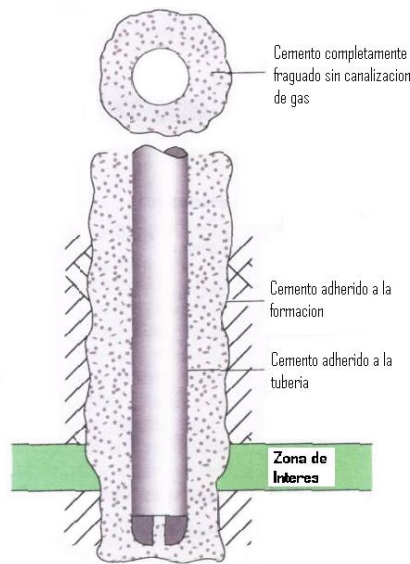


FIGURA No. 2.1 – OBJETIVOS DE LA CEMENTACIÓN PRIMARIA.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas de interés que tienen fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo de espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre la cara de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo.

Se ha vuelto práctica común que para cumplir con el segundo y tercer objetivos, el cemento debe desarrollar un esfuerzo compresivo mínimo de 500 PSI dentro de las primeras 8 horas. Este valor es producto de la práctica.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PRODUCTOR (CASING DE PRODUCCIÓN)

Este es el último elemento en el pozo, aísla las diferentes zonas por encima y dentro de la zona de producción, soporta todas las cargas anticipadas durante la operación de prueba y producción a lo largo de la vida del pozo.

Ninguna tubería de revestimiento o liner que crea un espacio anular con la tubería de producción es tratada como una tubería de producción.

El casing (tubería de revestimiento) de producción (Figura 2.2) es normalmente corrido y cementado a través de la zona de interés para permitir la comunicación con la formación de interés, sea para la producción de los fluidos del reservorio o inyección de fluidos.

A veces es puesto por encima de la zona de interés y se realiza una completación a hueco abierto.

Una excelente cementación primaria de la tubería de producción es esencial, las lechadas de cemento deben ser diseñadas para mantener la zona de producción bajo control para proporcionar una adecuada presión hidrostática. Para minimizar el riesgo de errores en la secuencia en la corrida de tuberías, no debería usar dos tipos de juntas de tubería de revestimiento en una cadena dada. Comúnmente las combinaciones usadas incluye 10 ¾ plg y 9 5/8 plg, 7 5/8 plg y 7 plg.

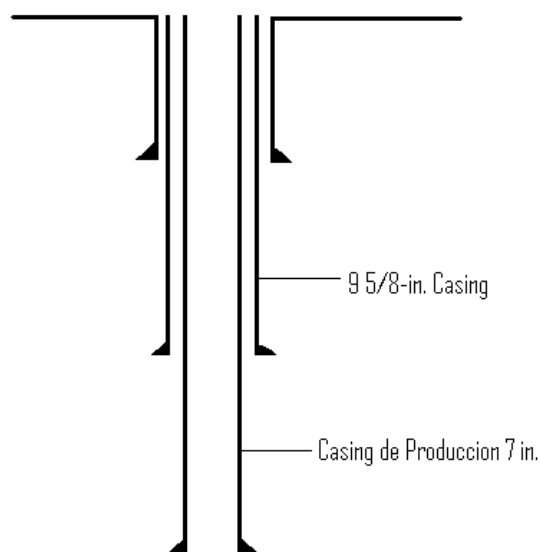


FIGURA NO. 2.2 - TIPOS DE CASING.
FUENTE: Nicolás Yépez C.

LINER

Este es extensamente usado en pozos profundos, en el caso de una sección a hueco abierto y así eliminar la cadena completa de la tubería de revestimiento.

Un liner es una tubería estándar que no se extiende en todo el pozo hasta la superficie, está colgado al final de la última tubería de revestimiento. La superposición de estos depende sobre todo de los propósitos del liner. Estos se clasifican en: liner de producción, liner intermedio, scab liner y liner retenido de talón (Scab tieback liner), de los cuales analizaremos el liner de producción.

La cementación de este es complicada, debido a que la zona de aislamiento es esencial durante la producción y posterior a tratamientos de estimulación.

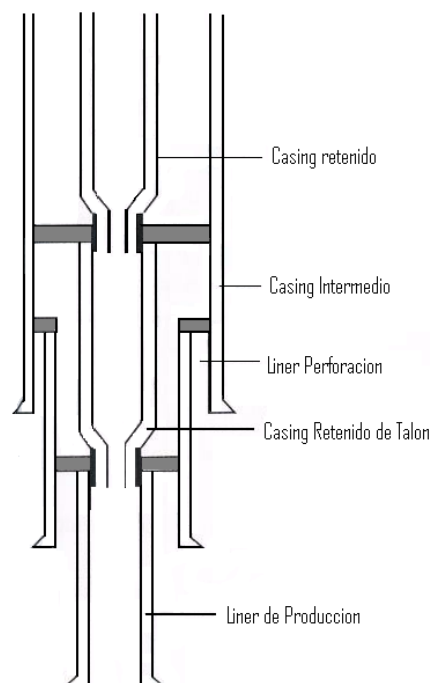


FIGURA NO 2.3 – TIPOS DE LINERS.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Hay muchas razones porque un liner es instalado en un pozo. Algunos son relacionados con el tipo de pozo, otras implican logística, capacidad en el manejo de equipos de perforación, diseño de la cabeza de pozo, reducción del costo de perforación o planes de contingencia cuando se perfora a través de formaciones desconocidas o el encontrar dificultades inesperadas.

Uno de sus principales usos es en pozos exploratorios, porque se pueden probar las zonas de interés sin el uso de una sarta completa. Si existe producción de hidrocarburo, se puede conectar la sarta hasta superficie. En la mayoría de los casos se corre con una herramienta especial en el tope del mismo que permite conectar la tubería y extenderla hasta la superficie si se requiere.

Los principales componentes de un liner consisten en 5 segmentos que se corre desde el piso de la plataforma hasta el fondo del pozo (figura 2.4):

1. Equipo de superficie de cementación.
2. Liner montado setting tool.
3. Liner setting sleeve/liner top packer montado.
4. Liner colgado (liner hanger).
5. Montaje del zapato (Shoe Track).

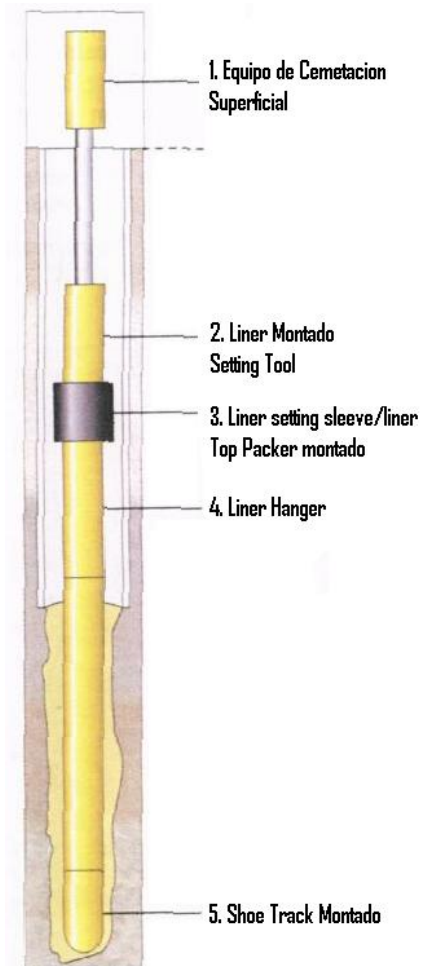


FIGURA NO 2.4 – COMPONENTES DE UN LINER.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

2.3.3 CEMENTACIÓN FORZADA (SQUEEZE)

Es el proceso que consiste en inyectar cemento mediante la aplicación de presión hidráulica a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa. Este tiene por objeto, alcanzar un sello óptimo entre el la tubería de revestimiento y la formación.

Esta cementación forzada principalmente sirve para aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos (figura 2.5).

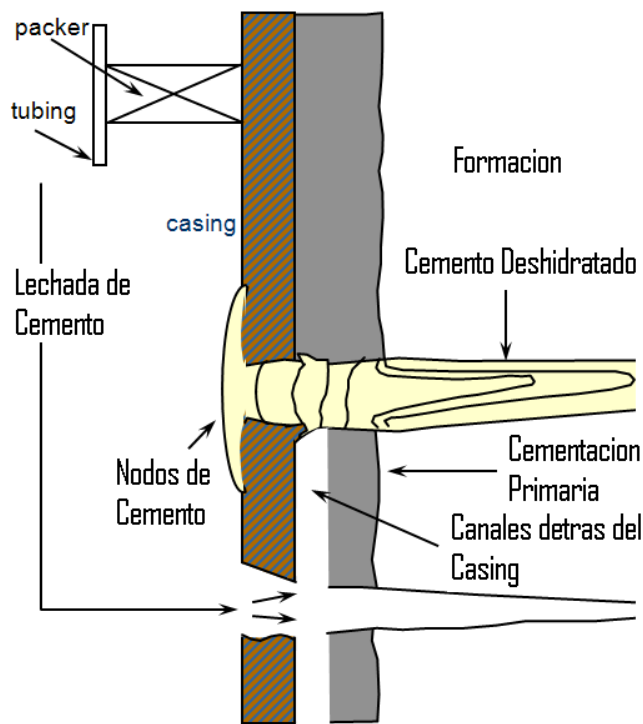


FIGURA NO. 2.5 – REPRESENTACIÓN DE UN SQUEEZE.

FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Para la cementación forzada existen tres tipos a diferentes presiones:

- Cementación a presión con bombeo continuo o intermitente
- Cementación a presión con rompimiento de formación e inyección de la lechada en el interior de la fractura provocada.
- Cementación a presión sin romper la formación, formando depositaciones de cemento con base en la construcción, de baja permeabilidad en las zonas de inyección.

La técnica que se aplicara se seleccionara de acuerdo al objetivo de la operación, así también como el tipo de lechada.

Los dos principales clasificaciones de los diferentes trabajos de cementación forzada son: *squeeze de baja presión*, cuando el tratamiento de la presión de fondo de pozo se mantiene por debajo de la presión de la formación;

squeeze de alta presión, cuando el orificio inferior supera la presión de fracturamiento de la formación.

Dentro de estas dos clases hay dos métodos de bombeo, *running squeeze* (inyección de cemento) y *Hesitation squeeze*, y dos técnicas de colocación: el *Bradenhead* y las técnicas de compresión de la herramienta.

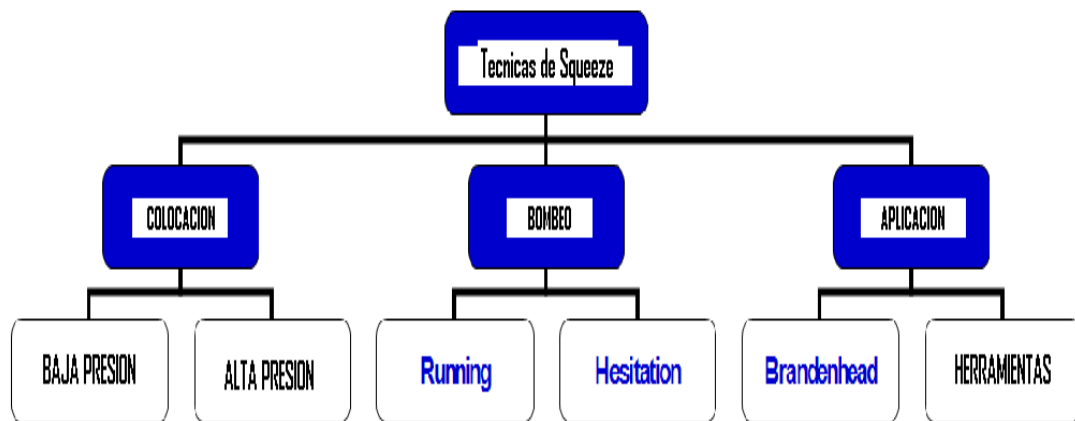


FIGURA No. 2.6 – ESQUEMA DE TÉCNICAS DE SQUEEZE.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON

Squeeze de baja presión es básicamente la inyección de lechada de cemento en zonas a presiones inferiores a la presión de fractura de la formación.

Esta técnica se utiliza principalmente para llenar las cavidades de perforación o canales interconectados. Es una técnica comúnmente utilizada.

Los volúmenes de lechadas son generalmente pequeñas, pues no es necesario inyectar suspensión en la formación. Especiales precauciones deben adoptarse para garantizar que la formación no esté fracturada.

En algunos casos, el squeeze de baja presión de las perforaciones no ha sido acoplado al objetivo del trabajo. Los canales detrás del casing (tubería de revestimiento) pueden no estar directamente conectados a las perforaciones. Las pequeñas fracturas o microanillos pueden permitir el flujo de gas o no permitir el paso de la lechada de cemento.

Squeeze a alta presión, la localización y orientación de las fracturas creadas no pueden ser controladas. Las rocas sedimentarias usualmente tienen una baja tendencia a la tensión y estas son ayudadas por las fuerzas compresivas de formaciones suprayacentes. Estas fuerzas actúan en todas las direcciones y mantienen a la roca junta, pero no tiene la misma magnitud en todas las direcciones. Cuando, suficiente presión hidráulica es aplicada contra una formación, la roca fracturada a lo largo del plano, son perpendiculares a la dirección del último esfuerzo principal. La extensión de la fractura inducida que está en función del flujo de la bomba después de iniciada la fractura. Por lo tanto, un correcto uso del squeeze de alta presión debe colocar al cemento tan cerca posible de la fractura.

La decisión para realizar un squeeze debe estar basada en un análisis completo y preciso para garantizar su utilidad y el éxito. Este análisis se inicia mediante la identificación del problema, es decir, la razón para realizar un squeeze y cómo este problema se ha determinado. Con el problema completamente identificado, los objetivos de trabajo se pueden definir.

Determinación del Problema:

Existen varios métodos de registro e inyección disponibles para determinar la zona problema, se debe ver el intervalo y el evaluar un squeeze apropiado, para solucionar el problema. Las mismas técnicas pueden también ser utilizadas para la evaluación posterior, para determinar si el squeeze ha alcanzado el objetivo deseado. A continuación se presentan algunos métodos que se pueden implementar para determinar el problema.

Temperatura de registro:

Un fluido frío se inyecta a través de las perforaciones y un registro de temperatura se ejecuta para ver las variaciones en la temperatura del pozo.

Si hubiera canales de cemento detrás del casing (tubería de revestimiento), esto conducirá a una baja medición de temperatura detrás de este y puede dar una estimación de la extensión del canal.

CBL / AEC / USI:

CBL / VDL, CET y los registros USIT puede determinar la calidad del cemento detrás de la tubería de revestimiento y por lo tanto proporcionar información sobre las zonas donde es posible realizar un squeeze o no. La combinación de estos registros puede determinar los canales detrás del casing (tubería de revestimiento) y verificar su conectividad, además optimizar la profundidad de perforación requerida para el squeeze. CET y los registros USIT pueden determinar el líquido detrás de la tubería lo que guía un diseño correcto de squeeze.

El ruido del registro (Noise Log):

Estos se usan para encontrar la profundidad de fugas y específica la profundidad en la que el líquido entra. El ruido es generado por el fluido que circula a través de canales estrechos dentro del revestimiento de cemento. La profundidad a la que el ruido se observa corresponde a la zona problema.

Registro de Flujo de Agua:

Este puede determinar el contacto con el agua y el petróleo, la profundidad de flujo y la dirección del flujo de agua. También se puede estimar el volumen del flujo de agua en y alrededor del pozo, así ayuda a la determinación de los puntos de entrada de agua a lo largo de los intervalos productores.

Tracer Survey:

Trazadores radiactivos con vida media corta, se puede agregar a la producción un fluido inyectado seguido por el Tracer Survey. Se inicia sesión para determinar el movimiento de los fluidos, las velocidades y detectar los canales o fugas.

Objetivos de las cementaciones forzadas

1. Mejorará el sello hidráulico entre dos zonas que manejan fluidos.
2. Corregir la cementación primaria en la boca de una tubería corta, o en la zapata de una tubería cementada, que manifieste ausencia de cemento en la Prueba de Goteo.
3. Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor
4. Reducir la relación gas-aceite.
5. Sellar un intervalo explotado o producido.
6. Sellar parcialmente un intervalo seleccionado incorrectamente.
7. Corregir una canalización en la cementación primaria.
8. Corregir una anomalía en la tubería de revestimiento.

(Prueba de Goteo.-Esta prueba consiste en la aplicación al agujero descubierto, inmediatamente después de perforar la zapata, de una presión hidráulica equivalente a la carga hidrostática, que ejercerá el fluido de control con el que se perforara la siguiente etapa. Esto se realiza durante 15 o 30 minutos, sin abatimiento de la presión aplicada).

2.3.4 COMPOSICIÓN DEL CEMENTO

El cemento Portland, ha sido el principal constituyente para cementar la mayoría de los pozos petroleros, obtuvo su nombre de la similitud con una

piedra de constitución parecida que se encontró en la isla de Portland, cerca de las costas de Inglaterra.

Es un producto de calcinación y sus principales constituyentes son: caliza, barro, esquistos, escoria, bauxita y diversos materiales que contienen hierro. En la manufactura del cemento Portland, se mezcla las cantidades apropiadas de materiales y se calientan en un horno hasta aproximadamente 1350°C; después de someterlo a esta temperatura el material se convierte en escoria; esta se muele y se convierte en cemento Portland. La composición química del cemento varia, pero en general, está compuesta de diferentes porcentajes de materiales como el silicato tricalcico, aluminato tricalcico, el silicato dicalcico, ferro-aluminato tetracalcico, yeso y magnesio.

2.3.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CEMENTOS SEGÚN SU GRADO API.

Los cementos tienen ciertas características físicas y químicas y en base al uso que se les puede dar en cuanto a rango de profundidad, presiones y temperaturas a soportar, etc. La API define 9 diferentes clases de cemento (desde A hasta H) dependiendo de la proporción de los cuatro componentes químicos fundamentales (C_3 , C_3S , C_3A , C_4AF ; siendo Ca=calcio, Si=silicato, A=aluminato, y F=fluoruro).

Existen diversos tipos de cemento, por su composición, por sus propiedades de resistencia y durabilidad, y por lo tanto por sus destinos y usos, pero se pueden establecer dos tipos básicos de cementos:

De origen arcilloso: obtenidos a partir de arcilla y piedra caliza en proporción 1 a 4 aproximadamente.

De origen puzolánico: la puzolana del cemento puede ser de origen orgánico o volcánico

Clase A: usado generalmente para pozos desde superficie hasta 6000 ft, cuando no se requieren propiedades especiales. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sxs.

Clase B: usado generalmente para pozos desde superficie hasta 6000 ft, cuando hay condiciones moderadas a altas resistencia al sulfato. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sxs.

Clase C: usado generalmente para pozos desde superficie hasta 6000 ft, cuando se requieren condiciones de alto esfuerzo. La relación agua/cemento recomendada es 6.3 gal/sxs.

Clase D: usado generalmente para pozos desde 6000 ft hasta 10000 ft, para condiciones moderadas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.

Clase E: usado generalmente para pozos desde 10000 ft hasta 14000 ft, para condiciones altas de presión y temperatura. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.

Clase F: usado generalmente para pozos desde 10000 ft hasta 16000 ft, para condiciones extremas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sxs.

Clase G y H: usado generalmente para pozos desde superficie hasta 8000 ft o puedan ser usados con aceleradores o retardadores para cubrir una amplia variedad de rangos de presión y temperatura. La relación agua/cemento recomendada es 5,0 gal/sxs. El cemento más comúnmente usado es el G.

CUADRO No. 2.1 Clasificación API de los cementos.

CLASES API	AGUA DE MEZCLA Gal / Sxs	DENSIDAD LECHADA WT. PPG	PROFUNDIDAD EN FT	TEMP. BHST °F
A (Portland)	5,2	15,6	0-6000	80-170
B (Portland)	5,2	15,6	0-6000	80-170
C (Alta Temprana)	6,3	14,8	0-6000	80-170
D (Retardada)	4,3	16,4	6000-10000	170-230
E (Retardada)	4,3	16,4	6000-10000	170-230
F (Retardada)	4,3	16,4	10000-16000	230-320
G (California Básico)	5,0	15,8	0-8000	80-200
H ("GulfCoast" Básico)	4,3	16,4	0-8000	80-200

FUENTE: Paper "Cementación Primaria" Schlumberger.

Otras variantes comunes del cemento, bajo las especificaciones de API, incluyen:

Mezcla Pozolan de cemento – 50% Portland, 50% Pozolan (ceniza volcánica de fondo) y 2%Bentonita

Cal de cemento – Mezcla de cemento Portland y cal. Utilizado para trabajos remédiales.

Diesel de cemento – "Forzada Gunk". Mezcla de cemento básico con base aceite utilizado para sellar zonas de perdida. Se asentara en caso de haber presencia de agua.

Polvo de Sílice – a temperaturas superiores a los 230°F, el cemento primero se reforzara y después se debilitara debido a la subsiguiente formación de Silicato de Calcio Hidratado (C2SH).

Al adicionar 30-40% de polvo de sílice al cemento, se forma CSH en preferencia al C2SH extendiendo de esta manera la velocidad de temperatura de la mezcla.

2.3.5 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL CEMENTO

La norma API RP 10B perfila las prácticas recomendadas para las pruebas de laboratorio que se llevan a cabo con las lechadas de cemento para los pozos de petróleo, así como sus aditivos; estas pruebas se describen a continuación:

1. Determinación del contenido de agua en la lechada.
2. Determinación de la densidad.
3. Pruebas de resistencia a la compresión.
4. Determinación del filtrado.
5. Determinación del tiempo de bombeabilidad
6. Pruebas de permeabilidad
7. Determinación de las propiedades reológicas.

En el cemento seco también se hacen mediciones de fineza y de pureza:

Preparación de lechadas en el laboratorio

Aparatos empleados.

- Balanzas de precisión para medir las cantidades exactas del cemento y aditivos sólidos.
- Recipientes de vidrio graduados para medir los volúmenes exactos de agua y aditivos líquidos.
- Mezclador similar a una batidora de cocina.
- Determinación del contenido de agua en la lechada.

Agua libre

Una vez que se ha preparado la lechada en el mezclador, se le agita en un consistometro a presión atmosférica; se vuelve a pasar por el mezclador, y luego se le deja en un cilindro de vidrio graduado de 250ml, perfectamente acumulado de agua en la parte del recipiente, ese volumen de agua expresado en mililitros, es el contenido de agua libre de la lechada.

Agua normal

El contenido de agua normal de una lechada de cemento es lo que cede una lechada que tiene 11 unidades de consistencia, luego de haber sido agitada durante 20 minutos, a 80°F de temperatura en un consistometro a presión atmosférica.

Agua mínima

El mínimo contenido de agua de una lechada es aquel que logra una consistencia de 30 unidades luego de haber sido agitada durante 20 minutos en un consistometro a presión atmosférica y 80°F de temperatura.

Por lo general, las pruebas de contenido de agua se hacen con cementos puros, porque agregar aditivos puede hacer variar la consistencia de la lechada, sin cambiar el porcentaje de agua.

Determinación de la densidad

Se utiliza una balanza para lodos que puede ser presurizada o no. En el laboratorio se pondrá especial cuidado en eliminar todo el aire contenido en la muestra de cemento.

Pruebas de resistencia a la compresión

Se vierte la lechada en una serie de moldes, cubos de 1 pulgada por lado y se les coloca en un baño de agua corriente requerida por la prueba, estos pueden ser:

- a) Un recipiente a presión atmosférica para muestras a temperatura hasta de 180°F.
- b) Un recipiente presurizable para muestras a temperaturas hasta 380°F y presiones hasta 3000 PSI.

Por supuesto que este es más caro. Pero por otro lado es mejor, porque nos permite simular las condiciones del pozo durante el ensayo.

Los tiempos recomendados para sacar las muestras son: 8, 12, 15, 24, 36, 48 y 72 horas. Por lo general, las pruebas a las 8, 24 y 72 horas son suficientes; aunque a veces se necesita más información para los tiempos de espera de fraguado, (WOC), u otros datos.

Una vez que se retiran los cubos del baño se les coloca inmediatamente en una prensa hidráulica que incrementa la carga entre 1000 y 4000 PSI por minuto. Cuando se rompe el cubo, se lee la máxima presión obtenida en la escala y esa será el valor de la resistencia a la compresión. Se deberá repetir la operación con varias muestras y luego se sacara el promedio.

Determinación del tiempo de bombeabilidad

Tal vez sea esta la prueba de laboratorio más usada en el campo: determina durante cuánto tiempo la lechada permanece en estado fluido, (y por consiguiente bombeable) bajo una serie de condiciones dadas en el laboratorio. (Presión y Temperatura).

El aparato que se usa para determinar el tiempo de bombeabilidad es el consistometro que puede ser atmosférico o presurizable.

Este último, tal vez sea el aparato más caro de un laboratorio de cementación, pero es necesario a fin de poder simular las condiciones del pozo.

El recipiente con la lechada a probar gira a velocidad constante, (movido por un motor eléctrico) dentro de un baño de aceite, a través del cual, se le aplica la temperatura y la presión deseada. Dentro del recipiente aislado, hay una paleta conectada a un resorte; a medida que la lechada gira, trata de arrastrar la paleta en el sentido de la corriente. Una lechada mas viscosa ejercerá una fuerza mayor en la paleta, la cual a su vez, transmitirá mayor torque al resorte y este se mide por medio de un potenciómetro, del que está dotado el aparato.

El consistometro está calibrado para poder leer directamente las unidades Bearden de consistencia (a veces llamadas Poises, por costumbre). Cuando la lechada alcanza 100 unidades de consistencia (Bc) se torna imbombeable. Así el tiempo de bombeabilidad, exportado por el laboratorio será el transcurrido desde que se introduce la mezcla en el consistometro hasta que el aparato marca los 100 Bc. La presión y temperatura aplicadas, son aquellas que indica la norma API RT 10B que especifica la forma en que se debe desarrollar la prueba y que corresponderán a las condiciones aproximadas que se necesitaran en el campo cuando se cimente a una determinada profundidad. Los programas están especificados separadamente para cementaciones primarias, liners, cementaciones a presión y colocación de tapones de cemento.

Determinación del filtrado

Aparatos

- Filtro prensa para alta o baja presión.
- Medio de presión: aire comprimido, nitrógeno o CO₂ (que proporciona una presión constante)

- Filtro número 325. Este deberá estar sostenido por una malla más fuerte para soportar la presión diferencial.
- Cilindro graduado: para medir el volumen de filtrado.

Una vez que se ha mezclado la lechada correctamente, se le vierte en el filtro prensa, se le tapa y se le aplica presión

Filtrado de baja presión

Se aplican 100 PSI, y se va leyendo la cantidad de líquido que cae en el cilindro graduado a los $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$, 1, 2 y 5 minutos de iniciada la prueba, y luego a intervalos de 5 minutos cada uno. Si la muestra se deshidrata totalmente antes de media hora, se registra el tiempo que tardó en hacerlo. El filtrado se reporta en mililitros cada 30 minutos a 100 PSI.

Filtrado de alta presión

La presión aplicada ahora será de 1000 PSI y las lecturas se efectuarán de la misma manera. Si la muestra se deshidrata antes de los 30 minutos se extrapola para reportar. Así durante el ensayo para la determinación del filtrado se asume que hay más lechada presente que lo que realmente tenemos en el recipiente que por otro lado que sucede en el pozo.

El filtro prensa de alta presión, incorpora también un recipiente a una temperatura controlable a fin de simular las condiciones reales; la temperatura a la cual se hizo la prueba, deberá estar registrada en el reporte. Es debido a esta ventaja que el filtro de alta presión se utiliza más que el de baja, y los resultados obtenidos son expresados como mililitros del filtrado cada 30 minutos a 1000 PSI.

Pruebas de permeabilidad

Se utiliza un viscosímetro o también en el equipo UCA`S que mide la permeabilidad de las muestras de cemento fraguado de acuerdo a la ley de darcy.

Determinación de las propiedades reologicas

El equipo estándar para medir la reología de las lechadas de cemento es el viscosímetro cilíndrico coaxial, descritas por Savins y Roper en 1954, es un aparato de tipo rotacional, movido por un motor sincronizado a dos velocidades diferentes que permite obtener velocidades rotacionales de 600 a 300 RPM, 600 – 300 – 200 – 100 – 6 – 3 RPM, o más.

Un cilindro exterior o rotor, gira a una velocidad constante para cada ajuste de RPM, que es transmitido a la lechada de cemento que lo rodea y esta, a su vez, produce un cierto torque en un cilindro interior sobre el que actúa un resorte. La torsión que adquiere el resorte puede relacionársela con la viscosidad de la lechada y medirla de esta manera.

Las lecturas obtenidas se emplean para la determinación de las propiedades reologicas (N' y K')* que son de fundamental importancia para el cálculo de caudales críticos y determinación del régimen de desplazamiento.

Otras pruebas

Las pruebas que hemos visto están determinadas por la norma API RP 10B pero a veces, se necesita información específica para un cemento en especial, o para una lechada en particular. En esos casos, se hacen pruebas para determinar compatibilidades el cemento y del espaciador con el lodo, análisis de agua, granulometría.

2.3.6 REOLOGÍA

La Reología es una disciplina científica que se dedica al estudio de la deformación y flujo de la materia o, más precisamente, de los fluidos. Por medio de la observación y del conocimiento del campo de deformación aplicado, el técnico puede en muchos casos desarrollar una relación constitutiva o modelo matemático que permite obtener, en principio, las funciones materiales o propiedades que caracterizan el material.

Las funciones materiales y relaciones constitutivas tienen varios usos en la práctica, dependiendo del objetivo del estudio de cada tipo de material. En tal sentido pueden distinguirse dos objetivos principales:

1. Predecir el comportamiento macroscópico del fluido bajo condiciones de proceso para lo cual se hace uso de las relaciones constitutivas y de las funciones materiales.
2. Estudiar de manera indirecta la microestructura del fluido y evaluar el efecto de varios factores sobre dicha microestructura. Para esto se comparan las funciones materiales o propiedades reológicas.

Los fluidos que son del interés de la Reología presentan una gama de comportamientos que van desde el viscoso Newtoniano hasta el sólido elástico de Hooke.

FLUIDOS Y SÓLIDOS

Como fluido se entiende toda porción de materia capaz de deformarse continuamente cuando es sujeta a una fuerza o deformación, a diferencia de los sólidos, los cuales o no se deforman o sólo se deforman hasta cierto punto. La clasificación de fluido o sólido deformable no es muy nítida en muchos casos; frecuentemente sólo puede hablarse del grado en que un fluido se acerca a uno u otro tipo de comportamiento.

En tal sentido, el comportamiento de los fluidos se puede acotar entre dos extremos, siendo el comportamiento viscoso Newtoniano un extremo y el comportamiento elástico de Hooke el otro extremo.

La viscosidad y el comportamiento viscoso Newtoniano

La viscosidad es una propiedad de transporte que cuantifica la conductividad y cantidad de movimiento a través de un medio conductivo o fluido. Puede también interpretarse como la resistencia que ofrecen los fluidos a ser deformados, cuando son sometidos a un esfuerzo.

Imaginemos el siguiente experimento. Sea una capa de fluido confinada por dos superficies sólidas paralelas (placas), como se muestra en la figura 2.7. Cada placa tiene un área de contacto con el fluido igual a “A” y están separadas una distancia δ , igual al espesor de la capa de fluido. Al inicio del experimento ($t = t_0$) se aplica una fuerza “F” a la placa superior y, una vez logradas las condiciones estacionarias, la placa se mueve con velocidad constante, “ v_p ”.

De forma simultánea, cierta cantidad de movimiento que puede cuantificarse como “ mv_x ”, donde m es masa, v es velocidad y el subíndice x señala la dirección del movimiento, se transfiere al fluido desde la placa. La lámina de fluido contigua al plato en movimiento se desplaza a una velocidad igual a “ v_p ” y los estratos intermedios de fluido también se desplazan pero a menor velocidad. El movimiento se transfiere capa de fluido a capa de fluido y la velocidad del fluido decae desde la placa superior ($v = v_p$) a la inferior ($v = 0$).

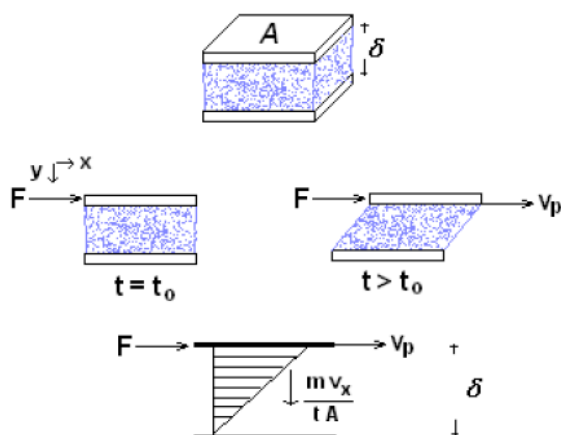


FIGURA NO. 2.7 - MODELO DE LAS PLACAS PARALELAS PARA DESARROLLAR EL CONCEPTO DE VISCOSIDAD.

FUENTE: Robert F, MITCHEL, "PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK".

La fuerza " F " es entonces la promotora del movimiento; dividiendo " F " por el área de contacto se obtiene lo que se denomina esfuerzo de corte o de cizallamiento,

$$\tau_{yx} = \frac{F}{A}$$

Los subíndices del esfuerzo denotan la dirección en que se mueve el fluido (subíndice x) y la dirección en que se transfiere la cantidad de movimiento o dirección en que se produce la variación de la velocidad (subíndice y). El área de contacto es tangencial a la dirección de la fuerza aplicada, de ahí el nombre de corte o cizallamiento. El esfuerzo viene en unidades de $N.m^2$ (Newton por metro cuadrado) o Pa (Pascal).

Comportamiento elástico

Una diferencia notoria entre un fluido Newtoniano y un sólido elástico es que los fluidos fluyen mientras se mantenga el esfuerzo, en cuanto un sólido elástico responde de forma instantánea al esfuerzo y alcanza una deformación dada que se mantiene mientras se le aplique dicho esfuerzo.

La relación entre el esfuerzo y la deformación relativa es lineal; este tipo de respuesta recibe el apelativo de Ley de Hooke. Entonces,

$$\tau = G * \gamma$$

Donde “G” es el módulo de elasticidad.

Ahora bien, muchos fluidos también pueden exhibir comportamientos de sólido elásticos si la escala de deformación es suficientemente pequeña o si la escala de tiempo o frecuencia de observación es adecuada. De igual forma, bajo ciertas condiciones de observación, un sólido puede comportarse como un líquido.

2.3.7 MODULO DE YOUNG & COEFICIENTE DE POISSON

El módulo de Young o módulo de elasticidad longitudinal es un parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico, según la dirección en la que se aplica una fuerza¹.

Para un material elástico lineal e isótropo, el módulo de Young tiene el mismo valor para una tracción que para una compresión, siendo una constante independiente del esfuerzo siempre que no exceda de un valor máximo denominado límite elástico, y es siempre mayor que cero: si se tracciona una barra, aumenta de longitud.*

Otro tipo de propiedades mecánicas en el cemento son analizadoras como el modulo e Young y el coeficiente de Poisson. Se describe en la figura 2.8:

Dónde:

E = Modulo de Young

v = Radio de Poisson

σ_a = Tensión Axial

ϵ_a = Fuerza Axial

¹ Wikipedia, Internet.

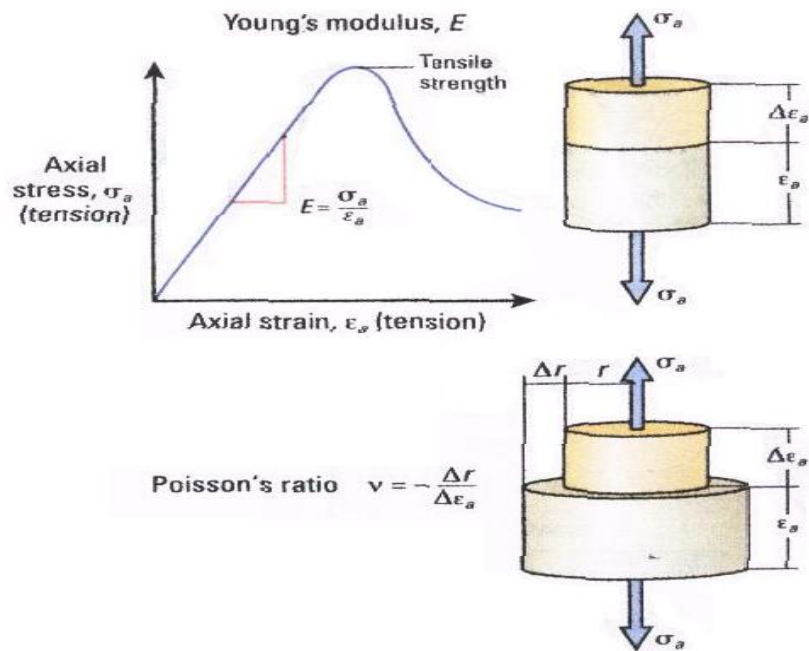


FIGURA NO. 2.8 – ILUSTRACIÓN SOBRE EL MODULO DE YOUNG Y EL COEFICIENTE DE POISSON.

FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

2.3.8 EQUIPOS DE CEMENTACIÓN

2.3.8.1 Equipo De Flotación

El propósito del equipo de flotación es ser capaz de bombear las lechadas de cemento dentro del pozo, que son más pesadas que el lodo. La válvula check, previene el retorno del cemento a la tubería de revestimiento o al liner. El equipo de flotación consta de especializadas zapatos para la tubería de revestimiento y collares con válvulas check para prevenir las entradas de los fluidos del pozo.

Zapata de Revestimiento

Se la conoce también como zapato flotador (Float shoe), por lo general son dispositivos cónico, de bola o downjet que son instalados en el fondo de la tubería de revestimiento (figura 2.9).

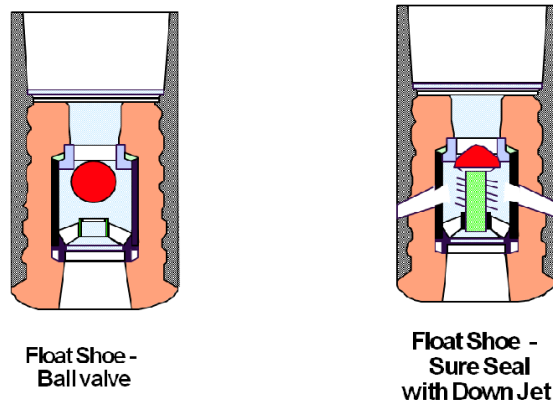


FIGURA NO 2.9 – TIPO DE FLOAT SHOE.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Collar flotador

Usualmente localizado 2 o 3 juntas sobre la zapata y actúa como un alto para los tapones. El collar flotador asegura que habrá cemento, sellando las últimas juntas de la tubería de revestimiento cuando cese el bombeo, es decir, cuando el tapón sea “golpeado”. Algunos programas de perforación permiten un desplazamiento adicional hasta un máximo de la mitad de la pista de la zapata, en un intento por corregir un error de eficiencia de bombeo y observar un golpe de tapón. Esto también minimiza el volumen de cemento a ser perforado después.

El collar flotador también contiene una válvula de bola (figura 2.10), la cual previene que el cemento que se encuentra en el espacio anular fluya de regreso a la tubería de revestimiento, cuando el desplazamiento haya terminado. Una prueba de flujo es conducida después de bombear, para confirmar el soporte correcto. Cuando se corre la tubería de revestimiento y el flotador prevendrá el flujo de retorno, es usual el tener que llenar periódicamente la tubería de perforación (cada 5 juntas). En caso de que esto no se haga se podría llegar a colapsar la tubería de revestimiento.

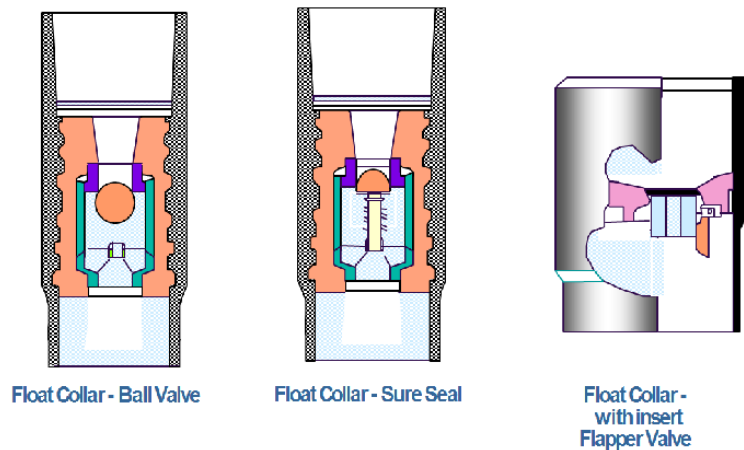


FIGURA NO 2.10 – TIPOS DE FLOAT COLLAR.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Centralizadores

Estos son de tipo de fleje con bisagra o sólido de tipo espiral o rígido y ambas sirven para centralizar la tubería de revestimiento a lo largo del pozo.

Ventajas de la tubería centralizada:

- Mejora la eficiencia del desplazamiento.
- Reduce el riesgo diferencial de atrapamiento.
- Previene problemas clave de asentamiento.
- Reduce el arrastre en pozos direccionales.

Existen efectos de empate o desplazamiento del lodo, los centralizadores están sujetos a la tubería de revestimiento utilizando un mecanismo de bisagra o de clavado, mientras que un collar de parado sirve para colocarlos en posición. El espaciado y cantidad de centralizadores depende del ángulo del pozo, de la tubería de revestimiento y del lodo.



FIGURA NO 2.11 – TIPOS DE CENTRALIZADORES.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Efectos del Empate o Desplazamiento de Lodo

El espaciado y cantidad de centralizadores depende del ángulo del agujero, peso de la tubería de revestimiento y peso del lodo. Las empresas de servicio pueden proveer un programa óptimo para el uso de los espaciadores, utilizando el criterio recomendado por la norma API. Típicamente los centralizadores se concentrarían en las secciones críticas, de mayor ángulo (figura 2.12), la zapata y justo debajo del colgador, mientras que el resto de la tubería de revestimiento los espaciara muy esporádicamente. Donde R1 es el radio de la tubería de revestimiento y R2 del pozo, W es el espacio anular.

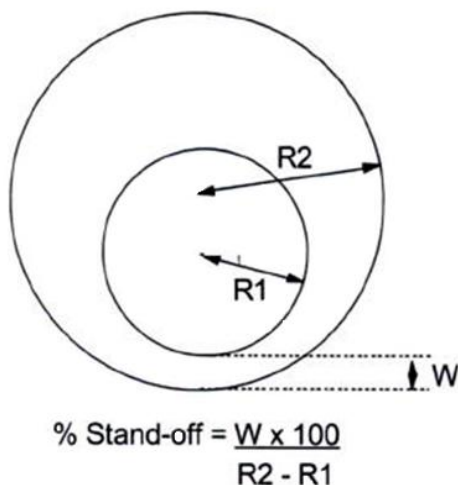


FIGURA NO 2.12 - DIAGRAMA DE EFECTOS DE EMPAQUE.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Raspadores

Son cepillos de acero que pueden ser sujetos a la tubería de revestimiento y aseguradas con collares de parada. Utilizados para remover físicamente el revoque, lodo gelificado y escombros.

2.3.8.2 Equipo De Tratamiento

Cabezal de cementación

El cabezal de cementación conecta a la línea de descarga, de la unidad de cementación en la parte superior de la tubería de revestimiento (figura 2.13).

Para una aplicación completa al agujero, la tubería de revestimiento es corrida de regreso al piso del equipo de perforación y los tapones son cargados a la superficie del cabezal de cementación.

El lanzamiento incluye remover el reten y bombear el tapón adentro del hueco.

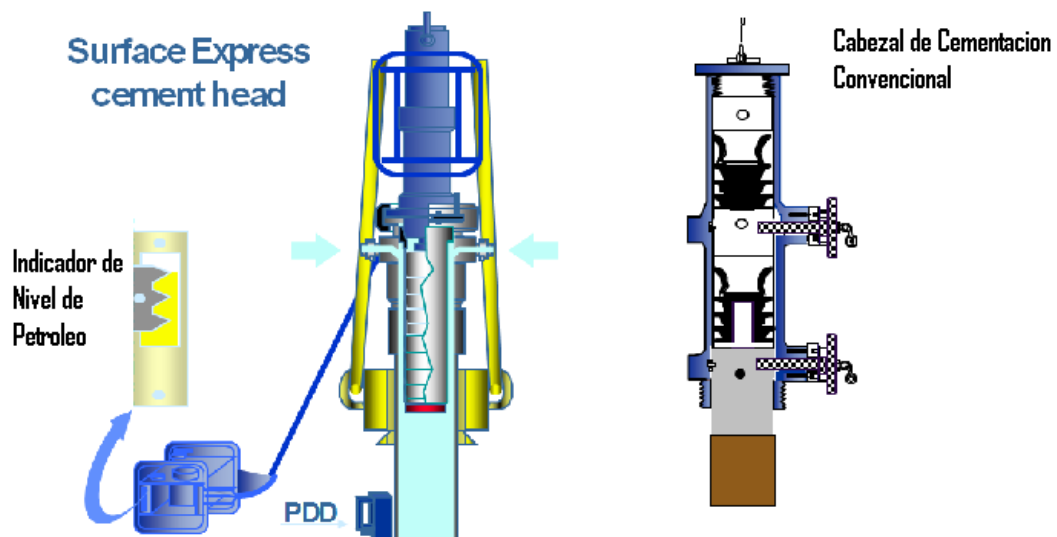


FIGURA NO 2.13 – TIPOS DE CABEZAL DE CEMENTACIÓN.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Tubería de Tratamiento

Esta es una línea de descarga bajo la bomba y el cabezal de cementación (Fig. No 2.14), están conectadas por una serie de articulaciones o secciones rectas de tubería de acero de alta presión también conocidas como “Treating Iron”.

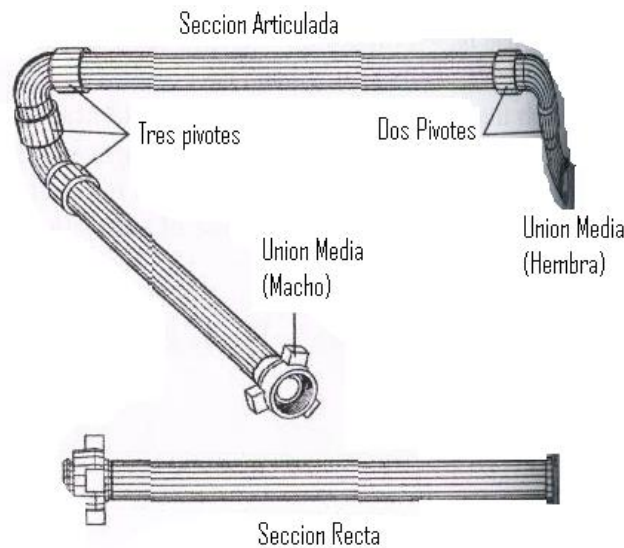


FIGURA NO. 2.14 – MANGUERAS DE ACERO DE FLUJO.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Tapones

Son utilizados para separar la lechada de cementación del espaciador o lodo para prevenir la contaminación (figura 2.15). En corridas de tuberías de revestimiento largas, los tapones adicionales son bombeados antes y entre el tren de espaciadores para minimizar la contaminación causada por varios regímenes dentro de diferentes espaciadores y para maximizar su efectividad cuando salgan hacia el espacio anular.

Los tapones son normalmente fabricados de goma. Varios aparatos propios son utilizados para enganchar los tapones unos a los otros para permitir una perforación más fácil (muchas veces denominado perforable PDC)

El tapón de fondo tiene un delgado diafragma en su centro. Después de que aterriza el collar flotador. El diafragma tiene su ruptura cuando una presión diferencial predeterminada es alcanzada. Normalmente se lanza antes del espaciador o del cemento.



FIGURA NO 2.15 – TAPONES.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

2.3.8.3 Equipos Para La Cementación

El equipo usado para la entrega de los materiales de cementación en los pozos varia acorde a la locación. Varios son los tipos de transportes los que son:

Plataformas de tierra (Fig. No 2.16), son camiones o semitrailers generalmente usados para operaciones en tierra, y si son locaciones remotas se transporta en camiones, helicópteros, aviones, barcos, etc.

Sobre las bolsas de entrega, el cemento es usualmente combinado, el equipo puede ser usado en la transferencia, incluso botellas de carga neumática, elevador mecánico de tornillo o sistemas combinados. Esos sistemas de transferencia pueden también ser usado para cargar aditivos secos.

El volumen de cemento es almacenado en silos neumáticos o atmosféricos. El sistema de traslado es disponible para mover cemento de un silo a otro o a la licuadora (blender), o a la unidad de camino o al bote suministro. Cuando el sistema de transferencia es neumático, varios silos son conectados permanentemente para guardar tiempo y operación. En climas húmedos, un aire seco puede ser instalado en el sistema.

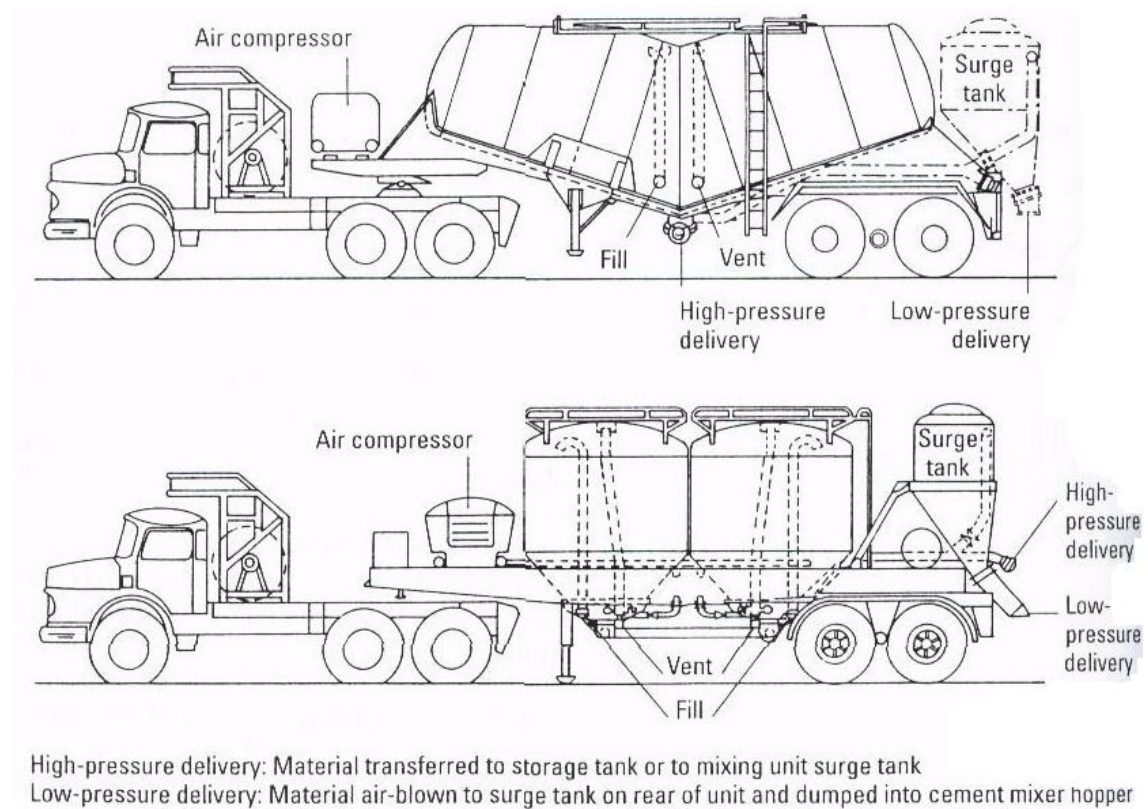


FIGURA NO. 2.16 – TIPOS TRANSPORTE DE CEMENTO.

FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

El cemento y aditivos secos son usualmente combinados en un tanque licuadora (blender) neumática, 10 a 20 Ton de capacidad, en la planta central de material de carga. El material de carga son usualmente aire soplado (air-blown), y tales materiales son vertidos entre el tanque a través de una tolva localizada en la parte superior.

Tales aditivos también pueden ser vertidos entre las botellas neumáticas de 1 a 2 Ton de capacidad (figura 2.17) y entonces soplada entre el tanque de mezcla. El aire presurizado es suministrado por uno o más compresores.

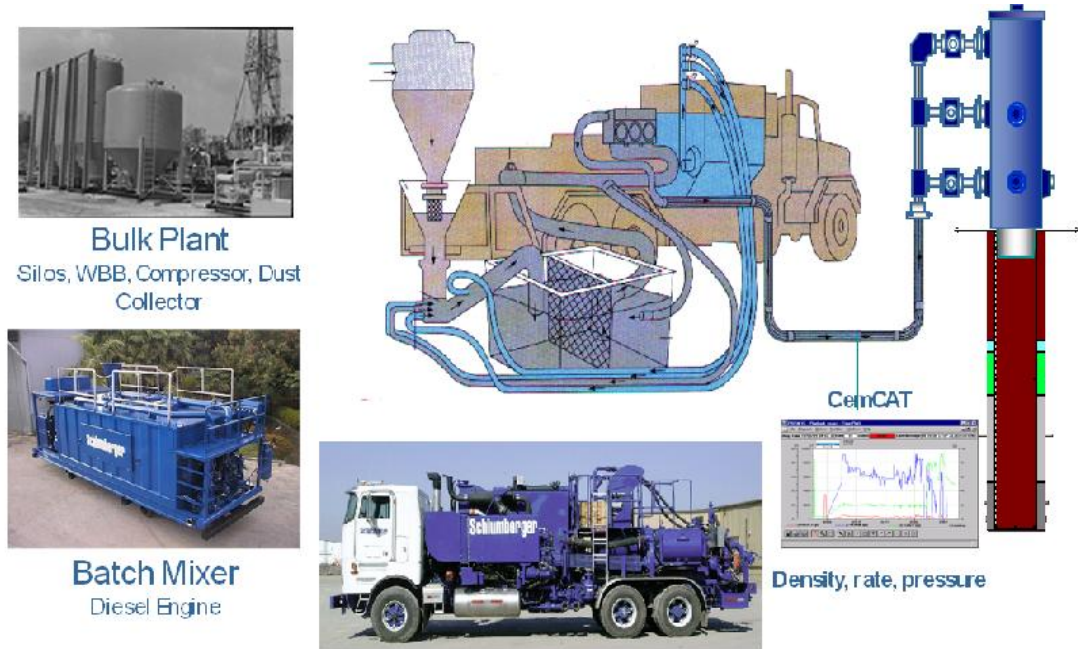


FIGURA NO 2.17 – ESQUEMA COMPLETO DE EQUIPO DE CEMENTACIÓN DE SCHLUMBERGER.

FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

El volumen de materiales es cargado primero entre el tanque de mezcla por los pesos. Una pila en peso es permanentemente, integrada entre la estructura del tanque, tales aditivos son cargados al final. El aire presurizado está entre los 35 PSI y es inyectado a través de boquillas entre la masa de los materiales hasta que una mezcla completa se realice. Entonces la mezcla es transferida neumáticamente a un contenedor de volumen de material para ser entregado en el pozo.



FIGURA NO 2.18 – CAMIÓN DE CEMENTACIÓN DE 8000 PSI.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

2.3.9 PREFLUJOS

El principal propósito de los preflujos es prevenir que se mezclen los fluidos de perforación y las lechadas de cemento. Estos también pueden ayudar al desplazamiento del lodo. En general, la reología del fluido y densidad determina el volumen desplazado, mientras sobre una escala pequeña la química del preflujo asegura una limpieza de las paredes del anular. Los preflujos deberían tener tres principales atributos que son:

- Ser compatibles con ambos, el lodo y la lechada de cemento.
- Presentar optima reología y densidad bajo el pozo
- Tener apropiada química para limpiar superficies sólidas y dejar en ellas la mojabilidad.

Espaciadores

Este es un preflujo que es diseñado con cuidado en su densidad y su propiedad reológica. Este no se podría calificar como equipo, ni tampoco como aditivo. Un tipo de espaciador es el llamado “Scavenger”, donde una baja densidad en la lechada de cemento con una baja rata de pérdida de flujo, este puede fácilmente ser bombeada en flujo turbulento. Antes de

bombear cualquier lechada, usualmente se bombearan una serie de limpiadores espaciadores, incluyendo base aceite, limpiadores detergentes, lodo desperdicio, y una pastilla de viscosidad.

El Scavenger tiene dos principales inconvenientes, uno es que es incompatible con los fluidos de perforación y son propensos a graves sedimentaciones.

Viscosificadores son necesarios para suspender los agentes pesantes y controlar las propiedades reologicas, estos pueden ser divididos en dos clases, polímeros solubles en agua y arcillas.

El propósito de los espaciadores es el de:

- Separar físicamente el lodo del cemento.
- Remover lodo, revoque de la pared del espacio anular.
- Dejar mojada la tubería de revestimiento y la formación con agua y surfactantes.
- Proveer menos hidrostática de cabeza, es decir, recudir las presiones de bombeo.

Características del espaciador:

- Se prefiere un régimen de flujo turbulento para generar un desplazamiento y erosión de revoque de pared, eficiente.
- Un mínimo de tiempo de contacto de 10 minutos, es considerado suficiente y determinara el volumen bombeado.
- Bajo condiciones de flujo laminar, la densidad y presión de fricción del espaciador debería ser mayor que la del fluido desplazado.

Lavadores

Este es un preflujo con una densidad y viscosidad muy cercana a la del agua y petróleo. Esta puede ser bombeada en flujo turbulento. Son más usados para una eficiente remoción y dispersión de lavadores químicos que contienen dispersantes y surfactantes que son comúnmente usados.

Este sirve para dispersar al lodo, provoca una erosión tangencial en las líneas de lodo y deja al casing (tubería de revestimiento) y la formación superficial mojada para una óptima adherencia del cemento.

Los dispersantes son a menudo similares a los usados en las lechadas de cemento, como sulfonato polinaftalina, lignosurfactantes, o más compuestos amigables con el medio ambiente como ácido policarboxílico y sus derivados. Los surfactantes ayudan a limpiar compuestos absorbidos sobre superficies sólidas, estas son mezclas de varios componentes, porque un simple producto no puede lograr varios requerimientos, como estos pueden ser adaptados a base aceite y un sistema emulsificador o emulsión inversa, estos son seleccionados de acuerdo a la aplicación.

2.3.10 CÁLCULOS DE CEMENTACIÓN

Los cálculos principales requeridos para un trabajo de cemento son:

- La cantidad de lechada requerida para llenar el espacio anular fuera de la tubería de revestimiento, hasta la altura programada.
- La cantidad de lodo necesaria de bombear para desplazar el cemento, es decir, golpear el tapón de superficie.

En todos los cálculos de cemento es necesario conocer la resistencia por saco de cemento siendo utilizado, para poder confirmar que hay suficiente material en la locación (incluyendo material para contingencias). La

resistencia/saco depende de la cantidad de aditivos en el cemento y la densidad final requerida de la lechada.

Los esquemas son invaluable para clarificar los volúmenes requeridos incluyendo detalles con respecto a las capacidades anulares (agujero descubierto y agujero descubierto con tubería de revestimiento), diferentes grados de tubería de revestimiento, longitud de las secciones, etc.

Para un cálculo rápido y aproximado del volumen de lechada de cemento necesario para cementar un tramo de un sondeo, se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$V = h (D^2/1029.42)$$

Donde V es el volumen (en litros) de lechada de cemento; h es la altura (en metros) del tramo a cementar y D es el diámetro (en pulgadas) de la perforación.

Si lo que se trata de cementar es el espacio anular entre tubería y perforación, el volumen se calcularía por diferencia entre el volumen de los dos cilindros. Para obtener un cálculo más preciso se utiliza la fórmula siguiente:

$$V = h \pi (R^2 - r)$$

Siendo V el volumen (en metros cúbicos) de lechada; h es la altura (en metros) del tramo a cementar; R el radio (en metros) de la perforación y r el radio (en metros) de la tubería.

A continuación presentamos los cálculos de volúmenes de lechada de relleno y cola, numero de sacos de cemento y volúmenes de

desplazamiento para el diseño de cementación en la zona que va a ser la productora²:

Revestidor 9-5/8"

Los datos que se necesitan en este tipo de diseño son:

- Diámetro del hueco (Φ_a)
 - Diámetro externo de la tubería (Φ_{ext})
 - Diámetro interno de la tubería (Φ_{int})
 - Diámetro interno de la tubería anterior (Φ_{intint})
 - Diámetro externo del drill pipe ($\Phi_{extdrill}$)
 - Diámetro interno del drill pipe ($\Phi_{intdrill}$)
 - Longitud de la tubería
 - Distancia entre el zapato guía y collar flotador
 - Densidad del cemento
 - Rendimiento por saco de cemento
 - Requerimiento de agua
-
- Numero de sacos total = Volumen de la lechada/rendimiento por saco
 - Numero de sacos para lechada de relleno = número de sacos total x 0.80
 - Numero de sacos para lechada de cola = número de sacos total x 0.20
 - Volumen de lechada de relleno = número de sacos para lechada de relleno x rendimiento por saco
 - Volumen de agua requerida para lechada de relleno = número de sacos para lechada de relleno x requerimiento de agua
 - Volumen de lechada de cola = número de sacos para lechada de cola x rendimiento por saco
 - Volumen de agua requerida para lechada de cola = número de sacos para lechada de cola x requerimiento de agua

² ABC de la Cementación, MC AGMM & GEMR. WELL CEMENTING, Erick B, NELSON.

- Volumen de desplazamiento = $(\Phi_{int2}/1029.4 \times (\text{Longitud de la tubería} - \text{Distancia entre el zapato guía y el collar flotador}))^3$.

$$volumendelechada\ 1 = \frac{(\Phi_{int.\sup}^2 - \varphi_{ext}^2)}{1029,4} * longituddelatuberia$$

$$volumendelechada\ 2 = \frac{(\Phi_a^2 - \varphi_{ext}^2)}{1029,4} * longituddelatuberia$$

- Volumen de lechada total = Volumen de lechada 1 + Volumen de lechada 2

Liner 7"

Los cálculos respectivos para esta sección se presentan a continuación:

$$volumendelechada\ 1 = \frac{(\Phi_{inc.int}^2 - \varphi_{ext.drill}^2)}{1029,4} * longituddelatuberia$$

$$volumendelechada\ 2 = \frac{(\Phi_{int.inter}^2 - \varphi_{ext}^2)}{1029,4} * longituddelatuberia$$

$$volumendelechada\ 3 = \frac{(\Phi_a^2 - \varphi_{ext}^2)}{1029,4} * longituddelatuberia$$

- Volumen de la lechada total = Volumen de la lechada 1 + Volumen de la lechada 2 + Volumen de la lechada 3
- Volumen de desplazamiento 1 = $(\Phi_{int\ drill2}/1029.4) \times \text{Longitud del drill pipe}$.

³ PAPER, Diseño de Tubería de Revestimiento y Cementación de un Pozo en el Oriente Ecuatoriano, Pedro Peñafiel, Mónica Sánchez.

- Volumen de desplazamiento 2= $(\Phi_{int}^2/1029.4) \times (\text{Longitud de la tubería} - \text{Distancia entre el zapato guía y el collar flotador})$
- Volumen de desplazamiento total = Volumen de desplazamiento 1 + Volumen de desplazamiento 2
- Las demás determinaciones se realizan de la misma manera del anterior revestidor.

2.3.11 EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE CEMENTACIÓN

La evaluación de registros de cementación es necesaria en las operaciones de cementación, para determinar diversos aspectos en el fondo de pozo de forma medible y precisa. Estas evaluaciones se realizan con diferentes herramientas, dependiendo de lo que se requiera evaluar. En la cementación, un programa de evaluación de cemento no solo determina la calidad de la operación o la necesidad de reparar trabajos de cementación, sino también analizar las causas de fallas.

Cuando un trabajo de cementación ha fallado y se requiere hacer un trabajo remedial si existe alguna de las siguientes situaciones:

- El cemento no llena el espacio anular a la altura requerida
- El cemento no provee sellado en la zapata
- El cemento no aísla formaciones indeseables.

2.3.11.1 Registros de CBL / VDL

El registro CBL (Cement Bond Log – registro de adherencia de cemento) y VDL (Variable Density Log – registro de densidad variable) sirve para determinar si una zona potencialmente productiva que esta hidráulicamente aislada de otras zonas no deseables; permite la verificación de la integridad del cemento en el espacio anular, estudiando la adherencia al revestimiento

y a las paredes del pozo. La evaluación de la calidad del cemento comprende tres fases:

1. Evaluación de la calidad del cemento al revestimiento
2. Evaluación de la calidad del cemento a la formación y
3. Evaluación de la extensión vertical de buena calidad de adherencia

El principio de los registros CBL y VDL se basa en que la energía acústica es energía mecánica. Estas ondas de sonido llevan suficiente energía a través de los diferentes medios que atraviesa a medida que se alejan de su origen. En la toma de registros un transmisor como fuente de energía y un receptor localizado a cierta distancia de la fuente detecta la onda de sonido y transforma su energía en impulsos eléctricos. Un transmisor omnidireccional, emite periódicamente una onda acústica de aproximadamente de 20 KHz hacia la formación, a través del fluido dentro del casing (tubería de revestimiento) y la pared del revestimiento.

El funcionamiento de la herramienta CBL y VDL, se basa en que, la medida del CBL es la amplitud en mV del primer arribo del revestimiento a los 3 pies. Del receptor, esta es una función de la atenuación debido al acoplamiento del cemento a la tubería. La rata de atenuación depende de: la fuerza compresiva del cemento, el diámetro del casing (tubería de revestimiento), el espesor de la tubería y el porcentaje de circunferencia adherida. El espaciamiento más largo de 5 ft., es utilizado para registrar la forma de onda VDL para la mejor discriminación entre la tubería de revestimiento y los arribos de la formación. El VDL es generalmente usado para evaluar la adhesión del cemento a la formación y ayuda a detectar la presencia de canales.

La herramienta al correrse en el pozo (figura 2.19), mide la amplitud de las ondas para el registro CBL, que nos indica que una baja amplitud será signo de una buena adherencia y por lo contrario, una alta amplitud de onda nos muestra una mala adherencia. En el registro VDL éste mide el tiempo de

transito de la onda, es decir el primer arribo positivo en microsegundos captado por el receptor.

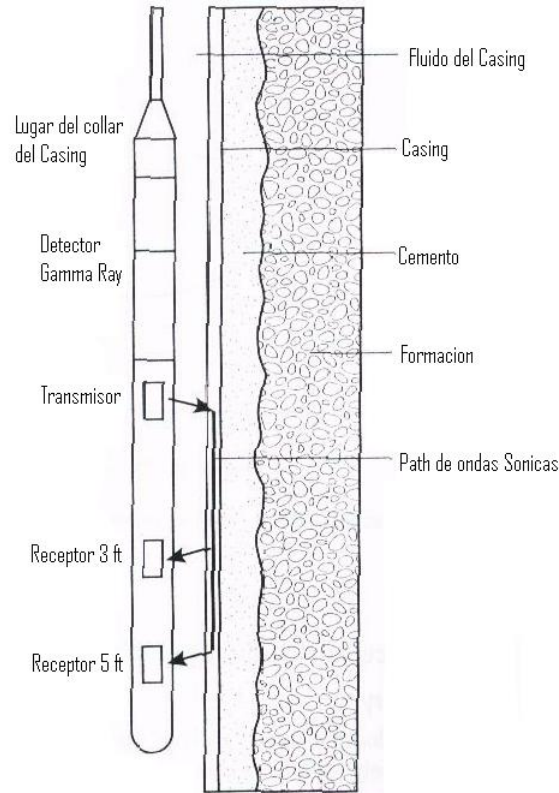


FIGURA NO. 2.19 – CONFIGURACIÓN DE HERRAMIENTAS CBL – VDL.

FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

El tiempo de tránsito y la amplitud de la señal son utilizadas para indicar la calidad de la mezcla del cemento. Debido a que la velocidad del sonido es mayor dentro de la tubería de revestimiento que en la formación o el lodo, las primeras señales en retornar son las que provienen de la tubería de revestimiento. Si la amplitud de la primera señal es grande, esto indica que la tubería esta libre (mezcla pobre). Cuando el cemento está firmemente unido a la tubería de revestimiento y a la formación la señal es atenuada (debilitada) y es característico de la formación detrás de la tubería de revestimiento. La señal también puede indicar en donde el cemento está unido a la tubería de revestimiento pero no a la formación. El efecto de canalización también puede ser detectado.

El CBL usualmente da una curva de amplitud y un Registro de Densidad Variable (VDL), el cual indica la fuerza de las señales por medio de la intensidad de las líneas oscuras y claras. Las señales de la tubería de revestimiento aparecen como líneas paralelas. Una buena mezcla es representada por líneas onduladas. No hay una escala estándar de API para medir la efectividad del CBL y muchos factores pueden resultar en malas interpretaciones como por ejemplo:

- Durante el proceso de asentamiento, la velocidad y amplitud de las señales varía significativamente. Es recomendable no correr el CBL hasta 24-36 horas después del trabajo de cementación, para obtener resultados reales.
- La composición del cemento afecta la transmisión de la señal.
- El espesor del cemento causara cambios en la atenuación de la señal.

El CBL reaccionara a la presencia de un micro-espacio anular (un pequeño espacio entre la tubería de revestimiento y el cemento). Esto usualmente se solventa con el tiempo y no es un factor crítico. Algunos operadores recomiendan correr el CBL bajo presión para eliminar este efecto (la tubería de revestimiento sufrirá el efecto de “balonamiento” y ocupara cualquier microespacio anular.

Una de las limitaciones del CBL es que solo da una vista dimensional, cuando la mezcla del cemento esta a una profundidad aceptada. Una herramienta alternativa que puede ser corrida es la Herramienta de Evaluación de Cemento (CET) que utiliza transductores ultrasónicos y los principios de una resonancia de espesor de la tubería de revestimiento para dar una imagen radial completa de la mezcla de cemento que se encuentra alrededor de la tubería de revestimiento. Esto es extremadamente útil para saber si hay un canal presente y en pozos direccionales, la orientación exacta de este canal.

La evaluación de la calidad de adherencia del cemento al revestimiento, está acompañada por el análisis de las características del viaje del sonido a través del revestimiento. La magnitud del sonido que regresa al receptor depende de los siguientes factores:

- La magnitud del pulso original del sonido.
- El diámetro interno del revestimiento.
- El tipo de fluido en el pozo.
- El espesor de las paredes del revestimiento.
- La cantidad de cemento adherido al revestimiento.
- El esfuerzo compresivo del cemento adherido al revestimiento.

La medida del CBL, en donde el transmisor genera un pulso de sonido el cual viaja por diferentes ambientes del pozo hasta alcanzar el receptor, los tres medios más comunes por los cuales viajan los pulsos de sonido son: el revestimiento (tubería de revestimiento o liner), la formación y el fluido del pozo. El orden más común de los arribos son: (1) la señal del revestimiento, (2) la señal de la formación y (3) la señal del fluido (figura 2.20). El orden de los arribos depende de la velocidad de la formación, tamaño del hueco y tamaño del revestimiento.

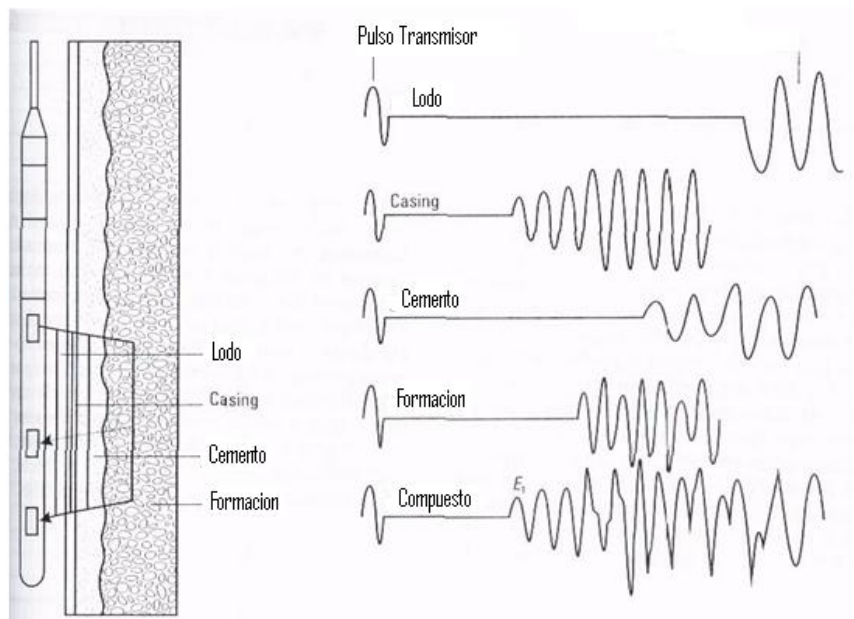


FIGURA NO. 2.20 - TRABAJO DE EVALUACIÓN DE CEMENTO, SEÑALES CBL.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

2.3.11.2 Registros Ultrasónicos

La herramienta ultrasónica emite una onda ultrasónica de banda ancha perpendicular a la pared de la tubería de revestimiento, con una frecuencia que puede ajustarse entre 200 – 700 kHz que viajan a través del fluido del pozo y golpea el casing (tubería de revestimiento), proporcionando 360° de cobertura acimutal, usando un simple transductor rotacional. El transductor recibe las señales reflejadas que tiene múltiples reflexiones entre el casing interno y la interface externa. La señal decae, dependiendo de la impedancia acústica y el material en el anular.

Las datos emitidos por la herramienta USI (Ultrasonic Imaging – Imagen Ultrasónica, figura 2.21) que nos indica la impedancia acústica del material en el anular son generados usando técnicas muy avanzadas de procesamiento. De los valores de impedancia acústica, el material en el anular es identificado y son preparados mostrando su naturaleza (gas, líquido y sólido) del material en el anular. Los mapas de alta resolución del espesor de la formación, radios internos y rugosidad de las formaciones internas son proporcionados por una precisa evaluación de la tubería.

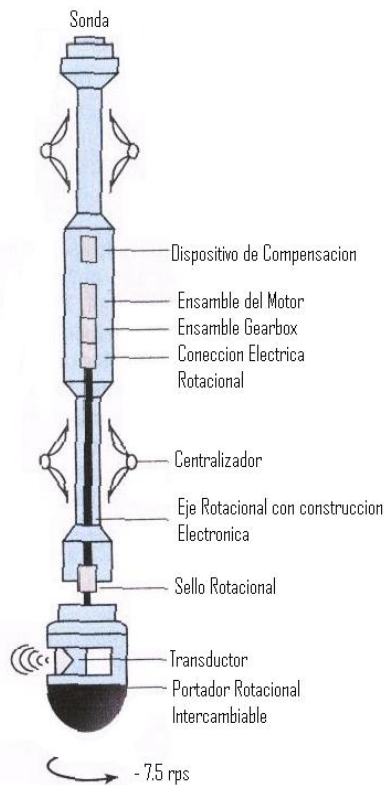


FIGURA NO. 2.21 – HERRAMIENTA USI.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Esta herramienta, explora el revestimiento, a razón de $7\frac{1}{2}$ revoluciones por segundo para arrojar una resolución acimutal de 5 o 10 grados. Esto genera 36 o 72 formas de onda independientes en cada profundidad, que son procesadas para dar como resultado el espesor del revestimiento, el radio interno y la pared de la formación, a partir del eco inicial, además de una imagen acimutal de la impedancia acústica del cemento; esta última a partir del decaimiento de la resonancia de la señal. La impedancia acústica del cemento (refiriéndose a la calidad del cemento) puede obtenerse a partir del decaimiento de la resonancia, para una buena adherencia entre el cemento y el revestimiento.

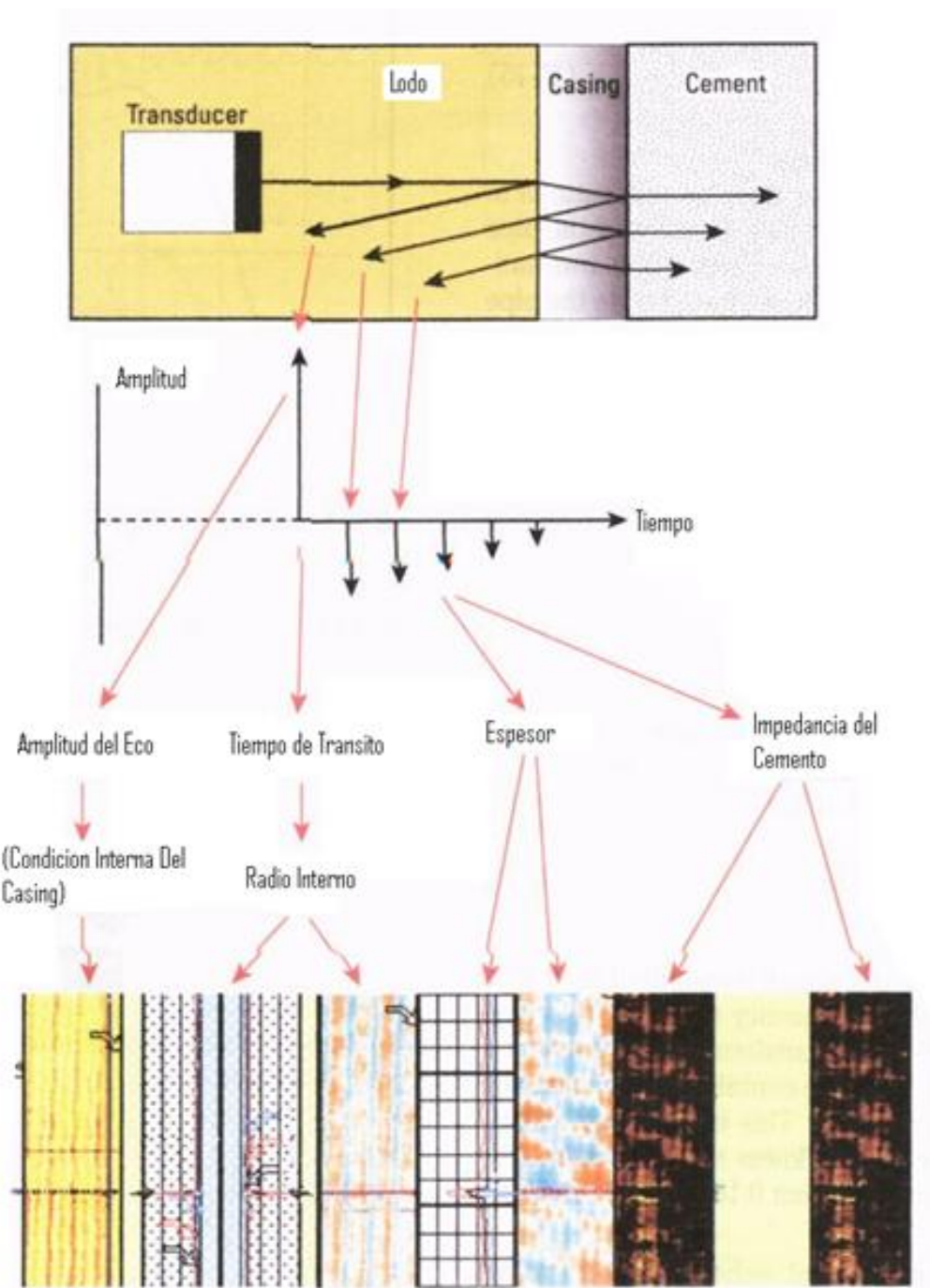


FIGURA No. 2.22 – Medición y Principios Ultrasónicos.

FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

La física puede ser explicada asumiendo que la onda ultrasónica es plana y viaja perpendicular al plano de la placa representado la tubería de revestimiento (figura 2.22). En esta muestra los caminos de la onda y el eco de tren obtenido de un ideal, infinitamente corto del impulso transmitido. En

el límite entre la frontera de la tubería y el fluido del pozo, más la energía incidente es reflejada y el balance es transmitido entre la pared de la tubería.

2.4 HIPÓTESIS

En este análisis de lechadas de cemento, se podrá conocer la efectividad de la lechada con altos contenidos de sólidos CemCRETE de las lechadas convencionales que se han utilizado en los pozos perforados de VHR y Cuyabeno hasta el 2010. Este estudio servirá de guía para las cementaciones durante las perforaciones de los pozos en los siguientes años así también como análisis para evitar una mala cementación, porosidad en el cemento cuando este se fragüe, ruptura del cemento durante completaciones o disparos en la zona productora.

Capítulo III

3. RESEÑA HISTÓRICA DE LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO

CAMPO CUYABENO

Historia Del Campo

El campo Cuyabeno está en la parte norte de la Región Amazónica, cercana de la población de Tarapoa al noreste de la provincia de Sucumbíos

El primer pozo perforado en el campo fue el Cuyabeno 01 a partir del 23 de octubre de 1972, siendo completado el 24 de noviembre del mismo año. Su producción fue de 648 BPPD de 26 °API del reservorio U, trabajo realizado por la compañía Texaco, llegando a alcanzar una profundidad total de 8,500 pies (penetrando las formaciones y reservorios Basal Tena, Napo U, T y el tope de Hollín).⁴

El área fue entregada a Petroecuador (ex CEPE); se descubrió entrampamiento en las areniscas de la formación Napo U superior y U inferior, iniciando su producción en enero de 1984.

El campo Cuyabeno tiene 22 pozos productores (8 BES y 14 BH), 3 pozos cerrados (CUI- 1, 13, 17) y 3 pozos reinyectores (CUI- 4, 5, 18). El pozo CUI –1 fue reinyector cerrado el 6 de agosto del 2009, el pozo CUI – 17 fue cerrado el 23 de septiembre del 2008 por bajo aporte teniendo 0.1% de petróleo 99.9% de agua, será reacondicionado para reinyectar, mientras que el pozo CUI – 18 fue productor convirtiéndose a reinyector en el año 2006.

⁴Estudio Geológico de CUYABENO, Ing. Cesar Cordero. (CEPE)

CAMPO VICTOR HUGO RUALES (VHR)

Reseña Histórica

El campo Víctor Hugo Ruales (anteriormente llamado “Cantagallo”) está ubicado en la Provincia de Sucumbíos, al norte de la cuenca Oriente del Ecuador (Figura 3.3), entre los ríos San Miguel y Putumayo. El campo está limitado al norte y al este por la frontera con Colombia, al sur por el Campo Cuyabeno Sansahuari, y al oeste por los campo Tapi-Tetete y Frontera.⁵

El campo fue descubierto por CEPE (hoy EPPetroproducción), luego de reinterpretar la sísmica del área; se perforó el primer pozo Cantagallo-1 a 2,8 km al norte del pozo Lilián-1 entre el 17 de junio y el 18 de julio de 1988. Alcanzó una profundidad de 8330 pies y dio una producción de 10 617 BPD de los reservorios “T” (1 008 BPD, 33° API), “U” (8 617 BPD, 32° API), “M2” (442 BPPD, 32° API) y “TENA BASAL” (550 BPD, 20° API).

En septiembre de 1976 se perforó el pozo Lilián 1, posteriormente a 2.8 Km. al norte de este, en 1988 se perforó el pozo Cantagallo-1 (actualmente, VHR-1). El resto de los pozos se perforaron de 1990 en adelante. En el campo se han perforado 26 pozos (a junio 2010), de los cuales existen dos reinyectores VHR-10 y VHR-RW1.

Estructuralmente el Campo VHR a nivel de la base del marcador sísmico Caliza A, está constituido por un anticlinal fallado, alargado con dirección N-S de aproximadamente 15 Km. de largo por 2.5 Km. de ancho en el sur y 1.2 Km. de ancho en el norte.

Este anticlinal tiene un buzamiento preferencial de 8 grados al Oeste. La estructura está limitada al este por una falla inversa que presenta un salto de aproximadamente 130 pies, el cual disminuye levemente hacia el norte y contra el cual se cierra la estructura.

⁵EPPetroecuador, Departamento GEOLOGICO de VHR y CUYABENO.

3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPO VHR Y CUYABENO

CAMPO CUYABENO

El campo Cuyabeno está localizado en la región amazónica ecuatoriana (figura 3.1), específicamente en la reserva Faunística del Cuyabeno, al noreste de la provincia de Sucumbíos, aproximadamente 23km al norte de la población de Tarapoa, a 900 metros sobre el nivel del mar. Los límites del campo Cuyabeno son: al norte el campo Sansahuari, al sur el campo Tarapoa, al este el pozo Margaret - 01 y al oeste el campo Libertador (figura 3.2), entre las siguientes coordenadas geográficas:

Longitud: 00° 09' N – 00° 01' S

Latitud: 76° 15' E – 76° 18' W

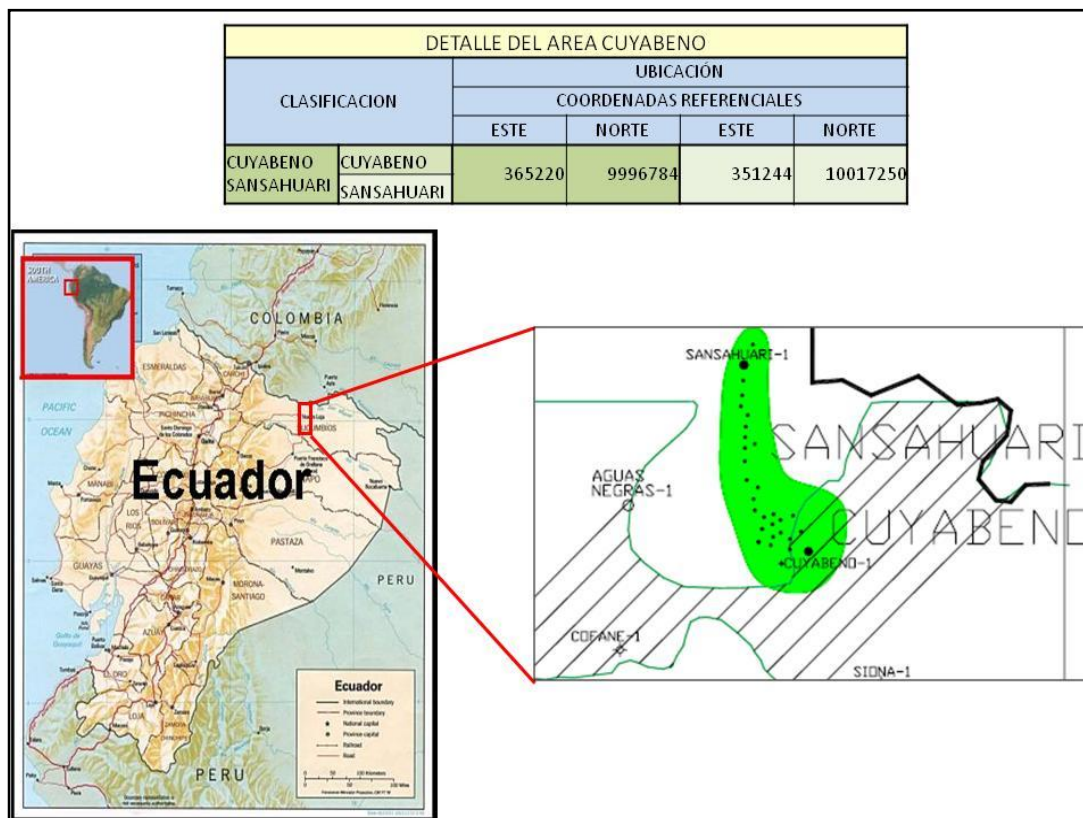


FIGURA NO. 3.1 - UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO.

FUENTE: Departamento de Geología EPPetroecuador.

CAMPO VICTOR HUGO RUALES (VHR)

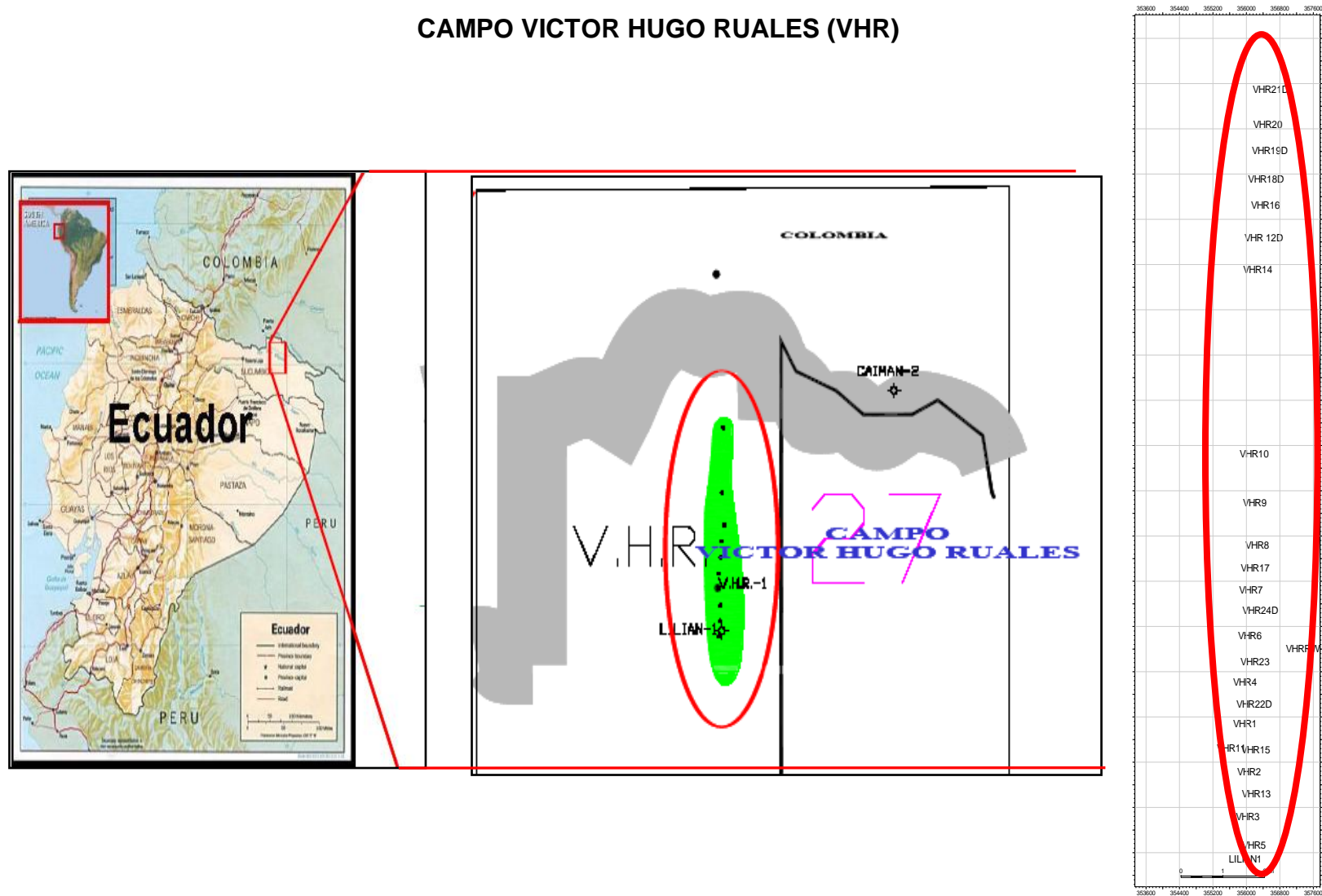


FIGURA NO. 3.3 - UBICACIÓN DEL CAMPO VÍCTOR HUGO RUALES.
FUENTE: Departamento de Geología EPPetroecuador.

3.2 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

3.2.1 Columna estratigráfica

CAMPO CUYABENO

Estructura

La estructura del campo es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de 16 km de longitud y se ensancha en dirección sur, su límite al oeste es una falla inversa de un salto de 375 pies contra la cual se cierra la estructura, probando así la impermeabilidad de la falla.

Con la perforación de los pozos CUY 21 y SSH 10 se determinó que la estructura del campo Cuyabeno y Sansahuari es la misma, la profundidad simétrica del contacto agua-petróleo entre los pozos Cuyabeno 3, 4, 5, 9 y 10 y Sansahuari 1, 2, 3, 4, 5 y 6 ratificó que se trata de un solo yacimiento a este nivel, entre los reservorios “U” y “T”.

Los reservorios del área Cuyabeno están situados en la formación Napo, tomando en cuenta la naturaleza reducida de la formación Hollín.

El fluido producido proviene de las areniscas “Us”, “Ui” y “T” pertenecientes a la formación Napo, la cual contiene los tres yacimientos de hidrocarburo del campo. Cuyabeno que corresponde al periodo Cretácico Medio Superior, se encuentra ubicada sobre la formación Hollín y bajo la formación Tena.

La formación Napo alcanza un espesor promedio de 940 pies, representada por una secuencia de areniscas, calizas y lutitas.

ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL

CICLO I: Se tienen los sedimentos arenosos de la formación Hollín, con los sedimentos lutíticos del miembro del napo inferior.

CICLO II: Sobre el límite de secuencia anterior, se tienen cronológicamente y de forma concordante la arenisca T principal, T superior y el miembro lutítico Napo medio.

CICLO III: Sobre la secuencia anterior se tiene los sedimentos arenosos de la U Inferior, Superior y de la manera concordante los sedimentos de la caliza A.

CICLO IV: Sobre estas se encuentran las calizas M2 y M1, y de la manera concordante se tienen las lutitas de Napo Superior.

CICLO V: Se tienen de forma cronológica y de manera concordante la arenisca M1 y la arenisca de Basal Tena.⁷⁷

⁷⁷ Estudio Geológico de CUYABENO, Ing. Cesar Cordero. (CEPE)

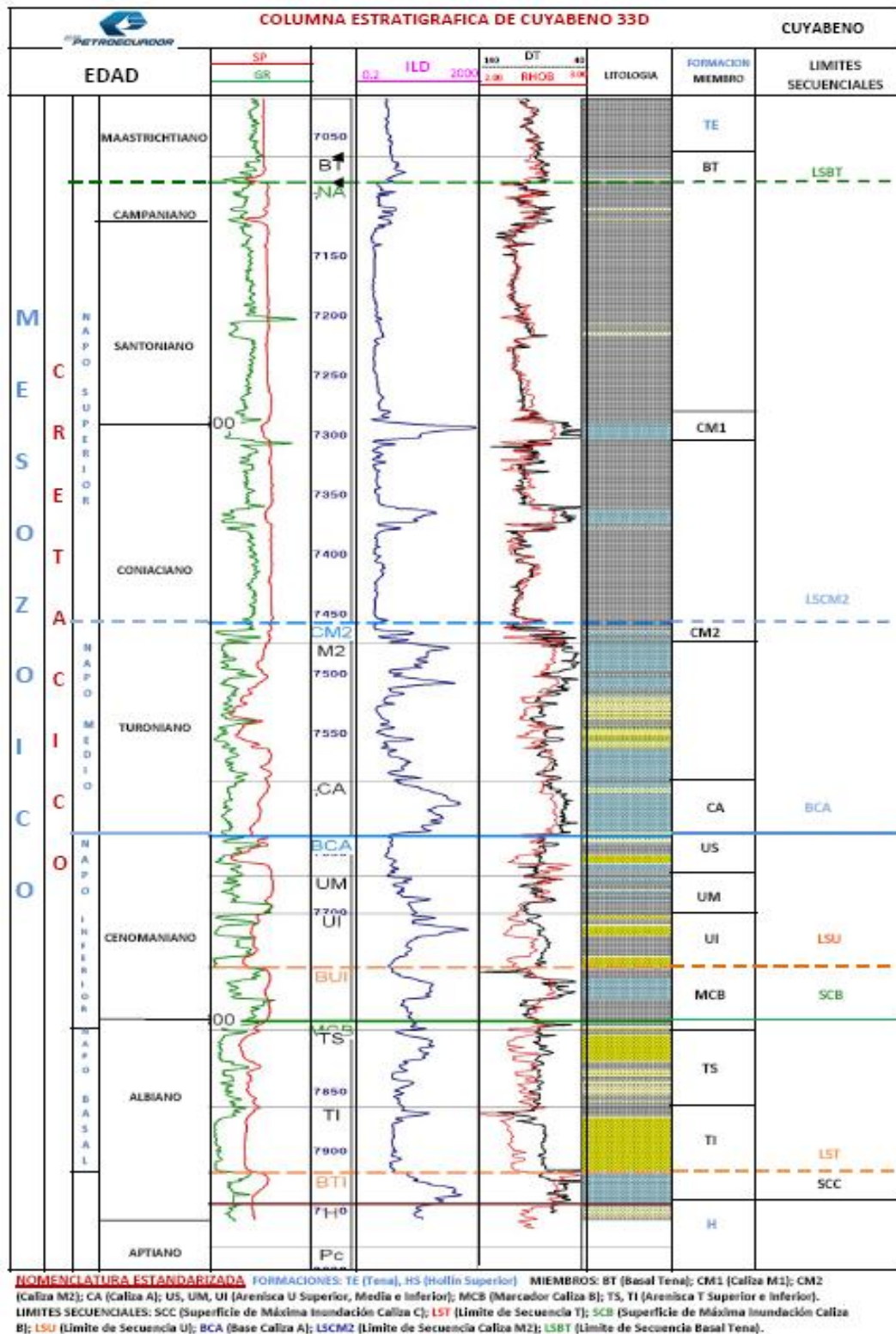


FIGURA NO. 3.4 - COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO.
FUENTE: Departamento de Geología EPPetroecuador.

CAMPO VICTOR HUGO RUALES (VHR)

Estructura

La estructura del Campo Víctor Hugo Ruales (VHR) es de tipo anticlinal, alargado con orientación Norte - Sur cuyas dimensiones son 15 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho; está limitado por dos fallas inversas con dirección Norte - Sur, la primera falla se ubica al Este y la segunda al Oeste.

En este campo aparecen entre otras, las unidades estratigráficas cretácicas: Formación Hollín, Formación Napo, y la unidad cretácica - paleocénica Basal Tena. Los principales yacimientos se encuentran en las areniscas M2, U inferior, U media, U superior y T superior pertenecientes a la Formación Napo y ocasionalmente se presenta producción de hidrocarburos en la arenisca Basal Tena.

El campo VHR tiene características estratigráficas y sedimentológicas diferentes, comparadas con otros campos de la Cuenca Oriente ubicados hacia el centro y sur de la cuenca (e.g. Lago Agrio, Guanta, Auca, Jaguar), dirección hacia donde se profundizó la Cuenca Oriente durante el Cretácico. De acuerdo a esto, en el Campo VHR se observa el predominio de facies proximales con respecto a facies distales notándose que las facies arenosas son más potentes comparadas con las facies calcáreas o lutíticas, con zonas de aporte clástico relativamente cercanas al cratón. La presencia de abundante moscovita indica una fuente granítica o metamórfica proximal.⁸

⁸EPPetroecuador, Departamento GEOLOGICO de VHR y CUYABENO.

	PERIODO	EDAD	FORMACION (ESPESOR)	LITOLOGIA	DESCRIPCION LITOLOGICA	AMBIENTE
CENOZOICO	NEOGENO	MIO- PIOCENO INDIFERENCIADO	MESA		Arcillas bentoníticas	CONTINENTAL
			CHAMBIRA		Limolitas blanquecinas.	
			ARAJUND		Areniscas tobaceas conglomeráticas, con arcillas intercaladas.	
			CHALCANA		Arcilla limosa café – chocolate con intercalaciones de areniscas gruesas, ocasionalmente calcareas.	
	PALEOGENO	OLIGOCENO ?	ORTEGUAZA ± 580'		constituida por lutitas de color verde al techo y a la base; presentando en su parte central intercalaciones de areniscas finas de color gris verdoso y limolitas de color verde.	MARINO SOMERO
		OLIGOCENO ? A EOCENO	TIYUYACU ± 1680'		Al tope, medio y base niveles de chert multicolor, predominando el negro, amarillo y ahumado, separados por niveles arcillosos limolíticos de color café chocolate.	CONTINENTAL
		PALEOCENO ? MAASTRICHT.	TENA ± 350'		presencia de arcillo-litas y limolitas color rojo ladrillo, café chocolate, café rojizo, café claro, en parte gris verdosa, firme a moderadamente dura, en parte suave, de origen continental. Hacia la base presenta una zona de arenisca cuarzosa, crema a café clara, transparente, translúcida, grano fino a muy fino, subredondeado a subangular, suelta, en parte moderadamente consolidada, regular selección, en parte matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo. Con presencia de hidrocarburo, denominada Basal Tena.	CONT. MARINO SOMERO
		CAMPANIANO INFERIOR	NAPO		Se compone principalmente por lutita gris oscura a negra, con intercalaciones de calizas de color crema a blanco crema y areniscas de grano fino a medio	MARINO SOMERO
		ALBIANO INFERIOR ?	± 750'		caliza crema a blanco crema, café clara, con puntos negros, en parte gris clara a gris oscura, moleada de blanco, firme a ligeramente suave, bloque a subbloque, terrosa arenisca cuarzosa, crema a café clara, subtransparente, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, friable a moderadamente consolidada, moderada a regular selección, matriz no visible, cemento silíceo. Con presencia de hidrocarburos.	
		APTIANO SUP. ALBIANO INF.	HOLLIN ± 50'		Arenisca cuarzosa, blanca, transparente, translúcida, ocasional hialina, suelta, en menor cantidad moderadamente consolidada, friable, grano medio, en menor cantidad grano fino, ocasional grano grueso, subredondeado a subangular, ocasional matriz arcillosa, cemento ligeramente calcáreo, con inclusiones de glauconita.	CONT.
	PRE CRETACICO	JURASICO ?	PRE HOLLIN		Abundantes granos de cuarzo, transparentes, translucidos, angulares, con mala clasificación, presencia de feldespatos, caolín.	ARCO VOLCANICO

FIGURA NO. 3.5 - COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO VHR.
FUENTE: Departamento de Geología EPPetroecuador.

3.2.2 Arenas productoras

CAMPO CUYABENO

CUADRO No 3.1. Pozos perforados en los campos CUYABENO.

POZO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TOTAL (ft)
CUY-13D	Direccional "S"	8378
CUY-28D	Direccional "S"	8597
CUY-29D	Direccional "S"	8526
CUY-30D	Direccional "S"	8525
CUY-31D	Direccional "S"	8510
CUY-32D	Direccional "S"	8800
CUY-33D	Direccional "S"	8850
CUY-34D	Direccional "S"	8295
CUY-35D	Direccional "S"	8430
CUY-36D	Direccional "S"	8570

FUENTE: Recaps de Cuyabeno Schlumberger.

La continuidad de las formaciones fue analizada basándose en correlaciones estratigráficas, registros eléctricos y análisis de núcleos, permitiendo definir propiedades geológicas de las formaciones.

CAMPO VICTOR HUGO RUALES (VHR)

CUADRO No 3.2 - Pozos perforados en los campos VHR.

POZO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TOTAL (ft)
VHR-12D	Direccional "S"	8922
VHR-16	Vertical	8273
VHR-18D	Direccional "S"	8669
VHR-19D	Direccional "S"	8675
VHR-20	Vertical	8264
VHR-21D	Direccional "S"	9020
VHR-22D	Direccional "S"	8945
VHR-23	Vertical	8230
VHR-24D	Direccional "S"	9260

FUENTE: Recaps de Cuyabeno Schlumberger.

A continuación se realiza la descripción del basamento pre-cretácico y de las principales unidades operacionales del campo VHR.

Se presentan datos sobre la litología y ambiente de depósito a partir de descripciones de núcleos de perforación y electrofacies identificadas en los registros de pozo.

Secuencia pre-Cretácica

La secuencia pre-Hollín (Albiano – Aptiano) en el campo VHR está formado por una roca de composición granítica, con abundantes granos de cuarzo translúcido, de color rosado a café amarillento, con granos subangulares y angulares. Esta roca ha sido considerada como parte del basamento cratónico de la Cuenca Oriente.⁹

⁹EPPetroecuador, Departamento GEOLOGICO de VHR y CUYABENO.

Formación Hollín

La Formación Hollín en el Campo VHR, es una arenisca cuarzosa, de color blanco a crema, subtransparente, friable a suelta, de grano fino a medio, en parte grano grueso, subredondeada a subangular, mala clasificación y matriz arcillosa. El cemento es ligeramente calcáreo, y con inclusiones de glauconita en la parte superior, notándose además la presencia de hidrocarburo.

La secuencia Hollín en el Campo VHR es menos potente, comparada con lo observado en otros campos, posiblemente porque se depositó sobre un paleoalto pre-Hollín. En el pozo VHR20 ubicado en la parte norte del campo, el espesor de la arenisca Hollín es de 28 pies, aumenta hacia el pozo VHR16 a 35 pies y VHR14 a 44 pies. Este aumento de espesores posiblemente continua hacia la parte central del campo, pues en el pozo VHR10 se tiene un espesor de 78 pies. En el pozo VHR9 el espesor disminuye a 42 pies. En los pozos ubicados al sur de VHR9 el espesor se mantiene entre 40 y 50 pies, excepto en el pozo VHR1 donde el espesor aumenta localmente a 62 pies.¹⁰

Areniscas T

Las Areniscas T se dividen en dos reservorios, la unidad Arenisca T Inferior y unidad Arenisca T Superior, con un espesor total de aproximadamente 100 pies.

Arenisca T Inferior

En el pozo VHR15, la Unidad T Inferior es descrita como una arenisca cuarzosa de color blanco, transparente de grano muy fino a fino, de regular porosidad, con matriz arcillosa, cemento calcáreo y manchas de hidrocarburo.

¹⁰EPPetroecuador, Departamento GEOLOGICO de VHR y CUYABENO.

En la parte norte del campo se observan los menores espesores para la arenisca T Inferior, con 37 pies en el pozo VHR20 y 25 pies en el pozo VHR14. En la parte central del campo las zonas con mayor espesor se localizan en los pozos VHR8 y VHR17, con aproximadamente 63 y 60 pies de espesor. En el borde sureste del campo, el pozo VHRW1 posee el mayor espesor del campo con 64 pies. Al oeste del pozo VHRW1 los espesores disminuyen hasta 40 y 50 pies de arenisca (e.g. VHR22, VHR1). La parte sur del campo se nota un incremento de espesores, con 57 y 56 pies en los pozos VHR3 y Lilián 1.

Arenisca T Superior

La arenisca T Superior es descrita como una arenisca de cuarzo de grano muy fino, con granos subredondeados a angulares, matriz arcillosa y cemento calcáreo, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita y no presenta manchas de hidrocarburo.

El espesor de la arenisca T Superior en el campo VHR es muy variable, en el pozo VHR20 el espesor es de 45 pies, se reduce en el pozo VHR16 a 31 pies y se mantiene casi constante en la parte central del campo hasta el pozo VHR17. En el pozo VHR 7, se nota un importante aumento de espesores a 44 pies, y llega a 53 pies en el pozo VHR 24D, que es el máximo espesor de la arenisca T Superior en el Campo VHR. A nivel del pozo VHR22D se mantienen los espesores altos, con 45 pies, mientras que en el sur del Campo VHR, los espesores disminuyen nuevamente y se mantienen entre 31 y 38 pies (VHR1, VHR15, VHR3). En el extremo sur del campo, a partir del pozo VHR13 aumenta nuevamente el espesor a 42 pies y se mantiene casi constante hasta el pozo Lilián 1, donde la arenisca T Superior alcanza los 44 pies de espesor.¹¹

¹¹ EPPetroecuador, Departamento GEOLOGICO de VHR y CUYABENO.

Areniscas U

La arenisca U fue depositada durante el Cenomaniano Medio. En el campo VHR la arenisca U se divide en tres paquetes sedimentarios, la arenisca U Inferior, U Media y U Superior. La descripción estratigráfica, litológica y paleoambiental, descripción se realiza en base a observaciones en los pozos VHR6 y VHR16.

Arenisca U Inferior

En el pozo VHR6 la Arenisca U Inferior aparece luego de un cambio rápido de facies sobre la Lutita U, con un espesor que varía entre 40 y 60 pies. Las areniscas son de grano fino, buen sorteo y con estratificación oblicua en la base. En la parte norte del Campo VHR se ubican los menores espesores para la arenisca U Inferior. En el pozo VHR20 el espesor es de aproximadamente 49 pies, 47 pies en el pozo VHR16, mientras que en el pozo VHR14 el espesor es de 44 pies. En la parte central del campo, se localiza una zona con espesores de arenisca, que varía entre 66 pies (VHR7) y 90 pies, con un máximo de 90 pies en el pozo VHRW1, y que termina al sur en el pozo VHR 2 (71 pies). En el sur del campo los espesores disminuyen, de esta manera en el pozo VHR15 se tiene un espesor de 58 pies y continua en dirección sur, hasta llegar a un mínimo de 49 pies en el pozo Lilián 1.¹²

Arenisca U Media

El intervalo observado en el pozo VHR6, que corresponde a la base del intervalo, presenta una arenisca de grano fino con matriz arcillosa, depositada en una planicie arenosa de marea, que hacia arriba cambia a lutitas de planicie lodosa.

En el norte del campo el espesor del pozo VHR20 es de aproximadamente 32 pies. Este espesor disminuye a 20 pies en el pozo

¹² EPPetroecuador, Departamento GEOLOGICO de VHR y CUYABENO.

VHR14, y aumenta nuevamente a 28 pies en el pozo VHR10 ubicado en la parte central del campo. En el pozo VHR9 el espesor disminuye a 25 pies y esta tendencia continua hasta el pozo VHR17 con 17 pies, similar que en los pozos VHR6 y VHRW1. En el sur del campo, a partir del pozo VHR4 se nota un incremento de espesores, con 37 pies en el pozo VHR15 y un máximo de 39 pies en el pozo Lilian1.

Arenisca U Superior

La Arenisca U Superior se deposita sobre la Arenisca U Media, luego de un paquete de calizas de 8 a 10 pies de espesor, que representa profundización del medio de depósito al final del ciclo U medio. Las areniscas son de grano fino, sorteo regular, e incluyen estratificación oblicua y laminación continua de materia orgánica. No se observa variaciones importantes de espesor de la Arenisca U Superior en el Campo VHR. En la parte norte del campo se tiene 28 pies en VHR20, aumenta hacia VHR16 (39 pies) y disminuye ligeramente en VHR14 (36 pies). En el centro del campo los espesores se mantienen entre 32 pies (VHR9) y 41 pies (VHR8). Los menores espesores se ubican a nivel de los pozos VHRW1 con 22 pies y VHR24D con 24 pies. En el sur del campo se nota un incremento de espesores, con 43 pies en VHR11 y VHR2, 44 pies en VHR5 y VHR3, y termina con 40 pies en Lilian1.¹³

Areniscas M2

Las areniscas M2 sobreyacen las Lutitas U, en registros gamma ray se observa un cambio desde las calizas M2, hacia areniscas posiblemente calcáreas a la base de la Arenisca M2, que hacia el tope cambian a areniscas más limpias con menor proporción de arcillas. Esta unidad posee un espesor promedio de 100 pies. La edad de estas areniscas se ubica en el Turoniano Superior.

¹³EPPetroecuador, Departamento GEOLOGICO de VHR y CUYABENO.

El espesor de la arenisca M2 en la parte norte del Campo VHR, es de aproximadamente 65 pies en el pozo VHR20, disminuye a 53 pies en el pozo VHR16, mientras que en los pozos VHR14 y VHR10 el espesor aumenta hasta 84 y 86 pies respectivamente. En la parte central del campo, los espesores se mantienen entre 75 y 80 pies, tal como se observa en los pozos VHR9, VHR17, VHR4. En la parte sur del campo, a nivel del pozo VHR2 el espesor se incrementa localmente hasta aproximadamente 101 pies, que es el máximo para las areniscas M2 en el Campo VHR. Al extremo sur del campo en el pozo Lilian1 el espesor disminuye a 80 pies.

Arenisca Basal Tena

La Formación Tena ha sido dividida en dos unidades distintas, que no son identificables en toda la cuenca. La Unidad Inferior, o Tena Basal datada del Maestrichtiano y equivalente a la Formación Vivian Superior del Perú. Mientras que la Unidad Superior o Tena, está formada por lutitas rojas depositadas en un ambiente continental, y sería de edad Paleoceno.

El espesor de las areniscas Basal Tena alcanzan un espesor de aproximadamente 26 pies en el pozo VHR20, disminuye en el pozo VHR14 a 13 pies. En el pozo VHR10 el espesor aumenta a 23 pies, y se mantiene entre 20 y 24 pies en la parte central del campo (VHR9 a VHR15). En la parte sur del campo, se nota un engrosamiento de la arenisca Basal Tena, que llega a 25 pies en el pozo VHR13 y 27 pies en el VHR5; mientras que en pozos ubicados al oeste, se nota una disminución de espesores, 15 pies en VHR3 y 17 pies en el pozo Lilian1.

Una aproximación a la descripción de las arenas del campo VHR:

Arena “T”: Esta arena está compuesta por cuarzo con cemento calcáreo y alto contenido de glauconita.

Arena “Us”: Litológicamente es una arena cuarzosa con cemento silíceo y presencia de glauconita.

Arena “Um”: Esta arena tiene presencia de glauconita y cuarzo.

Arena “Ui”: Presenta areniscas cuarzosas y alto contenido de glauconita.

Arena “M-2”: Litológicamente presenta glauconita y un cemento calcáreo.

Arena “BT”: Presenta una matriz arcillosa con cemento ligeramente calcáreo.¹⁴

¹⁴EPPetroecuador, Departamento GEOLOGICO de VHR y CUYABENO.

Capítulo IV

4.- PROGRAMA DE CEMENTACIONES PRIMARIAS EN LAS ZONAS PRODUCTORAS

Las operaciones de cementación que realiza Well Services de Schlumberger en la zona productora de los campos, se describen secuencialmente a continuación:

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 9 5/8 DE PULGADA

Se realiza una prueba de lag-test con la última circulación del pozo después de la calibración de la sección, ese dato es recibido por el operador de Well Services junto al tally (cuenta o total de pies perforados) de 9 5/8 plg, procurando que la altura de la tubería de revestimiento quede 4 pies sobre la mesa rotaria. Los surveys (medida de profundidades), dan el reporte de lodo final antes de la cementación.

Se planifica los registros eléctricos, una vez obtenido el registro caliper, con los archivos LAS se re-calcula los volúmenes de las lechadas. Se bombea el lavador químico previo bombeo del espaciador, con el objetivo de remover la costra ubicada a una profundidad dada. Se bombea el espaciador dentro de la tubería de revestimiento de 13 3/8" previo un análisis, maximizando la eficiencia de remoción del fluido cubriendo aproximadamente cierta profundidad en el hueco entubado.

El toc (tope de cemento) de la lechada de relleno con cemento tipo A debe mantenerse dentro del zapato de 13 3/8 plg con 0% de exceso al caliper (registro del diámetro equivalente del pozo perforado) ubicado.

El toc (tope de cemento) de la lechada de cola con cemento tipo A debe mantenerse hasta unos cuantos pies (ft) por encima hasta una profundidad aproximada según tope ubicado.

El posicionamiento de los centralizadores deben ser revisado por el Company Man en el pozo de acuerdo a los resultados del caliper obtenido en los registros eléctricos de ahí se programa la colocación de un tubo de shoetrack.

Los cálculos de volúmenes de química y cemento se realizan por el operador y supervisor en base al caliper con un cierto porcentaje de exceso a la lechada de cola, asegurando el tope de cemento y un 0% al caliper para la lechada de relleno. Se tiene una cierta cantidad de volumen muerto para el uso de frac tank (tanque móvil de mezcla) para la pre-mezcla de las lechadas.

El diseño de la cementación está planificado para no tener retornos en superficie y la limpieza de los tanques debe ser optimizada en la locación con el uso de agua.

SECUENCIA OPERATIVA

- Circular el pozo por lo menos un ciclo completo al mayor caudal posible; una vez que se observen las zarandas limpias acondicionar el lodo para tener un “Ty” (punto de cedencia), no mayor al establecido en el programa. Medir la eficiencia de las bombas del taladro. Reciprocarse la tubería durante la etapa de circulación del pozo
- Realizar reunión de seguridad y operativa durante la circulación del pozo.
- Conectar cabeza de cementar y líneas de Well Services y probar línea primero se baja a 500 PSI y luego a 3500 PSI. Asegurarse que no existen fugas.
- Bombear la siguiente secuencia de fluidos:
 - Agua fresca
 - Lanzar tapón de fondo
 - Lechada Lead (Relleno)
 - Lechada Tail (cola)
- Lanzar tapón de tope y desplazar el fluido como sigue:
Lechada Tail (cola) Bombas Well Services

Agua fresca Bombas Well Services

Lodo con Bombas del taladro

- Se bombea agua para desplazar Tapón de Tope
- En caso de no asentar el tapón con el volumen de desplazamiento determinado antes de la operación. No se debe desplazar más de la mitad del volumen entre la zapata y collar flotador.
- Asentar el tapón con 500 PSI arriba de la presión final de desplazamiento, mantener esta presión por un mínimo de minutos.
- Liberar la presión a los tanques de desplazamiento de Well Services para monitorear el funcionamiento del equipo de flotación. Contabilizar el volumen de fluido retornado.
- No manipular la tubería de revestimiento o trabajar sobre él hasta que el cemento haya alcanzado como mínimo de presión de resistencia a la compresión requerida por pruebas de laboratorio.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO O LINER DE 7 PULGADAS

Dependiendo del programa se baja un tubo denominado shoe track (pista de zapata) en el liner de 7 plg. El tally (cuenta o total de pies perforados) del liner es recibido por el supervisor de Well Services así como el último reporte de las propiedades del lodo y datos del caliper en LAS, para simulación de centralización y realización del programa de cementación.

Se bombea una lechada de relleno hasta el tope del zapato con un cierto porcentaje de exceso al caliper y en el overlap (superposición o exceso de cemento), se bombeará una lechada de cola hasta el tope del colgador sin exceso. Los cálculos de volúmenes de cemento están diseñados para no obtener excesos de cementos en la superficie.

Se debe realizar simulaciones de eficiencias de desplazamientos para el uso de espaciadores que garantice la remoción y ubicación de la lechada principal. Se bombea los espaciadores y pre-flujos, el tiempo de bombeabilidad de la lechada de cola y de la lechada de relleno será determinado de acuerdo al volumen de cada una.

Se usa un 70% de standoff (punto muerto), el uso de centralizadores y ubicación de los mismos serán discutidos en campo con el supervisor mediante el resultado del registro caliper. El porcentaje de exceso al volumen de cemento calculado con el diámetro del caliper en la lechada de cola y 0% en la lechada de relleno será visto por el Company Man en la operación en campo.

Los cálculos de volúmenes de cemento y química se deben realizar con el supervisor del pozo y el supervisor de Well Services.

SECUENCIA OPERACIONAL

- Con el Liner en el fondo se circula el pozo hasta que no haya retorno de sólidos de perforación en las zarandas. Verificar si se cumplen con los parámetros de presiones de circulación. De lo contrario seguir circulando hasta obtener presiones normales.
- Acondicionar el lodo para bajar las condiciones reológicas del lodo tanto como sea posible. Bombeo de tren de lavador y espaciador de la siguiente forma:
- Durante la circulación realizar la reunión pre-operacional, Schlumberger, Cliente y terceras partes debe encontrarse presente durante esta reunión, tratar los siguientes temas:
 - Seguridad Calidad y Medio Ambiente
 - Secuencia operativa
 - Designación de responsabilidades
 - Planes de contingencia
 - Rutas de escape
 - EPP (Equipo de Protección Personal) requerido
- Conectar la cabeza de cementación y realizar la prueba de línea a cierta presión por algunos minutos.
- Circular el pozo acondicionando el lodo, se deberá proceder a probar circulación y asegurarse que las presiones y el caudal se encuentren dentro de los parámetros de diseño.

- Una vez que el lodo haya sido acondicionado, continuar con la operación de cementación.
- Bombear los fluidos como sigue:
 Agua fresca
 CrearPill
 MUDPUSH II
 Soltar el tapón de fondo
 Lechada Lead (relleno)
 Lechada Tail (cola)
- Lanzar el tapón superior y desplazar con fluido como sigue:
 Agua fresca Bombas de Well Services

En caso de no asentar el tapón con el volumen teórico calculado, se sobre desplazará únicamente la mitad del zapato, previa autorización del Supervisor de Pozo. La bomba del taladro debe encontrarse lista para continuar el desplazamiento en caso se tuviera algún percance con las bombas de Well Services

- Asentar el tapón con 500 PSI arriba de la presión final de desplazamiento, mantener esta presión por algunos minutos.
- Liberar la presión a los tanques de desplazamiento de Well Services para monitorear el funcionamiento del equipo de flotación. Contabilizar el volumen de fluido retornado.

4.1 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

4.1.1 Tubería de revestimiento en la sección productora.

Revestimiento de producción

Una vez que se han colocado todas las columnas de revestimiento necesarias se coloca este revestimiento final a través del cual el pozo será completado para toda su vida productiva. Si esta columna se coloca en la parte superior de la formación productora resulta en una terminación a pozo abierto, si el extremo inferior de esta tubería de revestimiento se

coloca abajo del horizonte productor se hace necesario perforar la tubería para permitir la comunicación entre el interior de ella y la formación productora, con esto resulta una terminación con tubería de revestimiento perforada. El revestimiento de producción debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejaran en el caso de que la formación se fracture para aumentar su productividad. El término tubería de revestimiento es generalmente aplicado a sartas de tubos que se extienden desde la superficie hacia abajo hasta el extremo inferior del tramo, al que se le llama profundidad de asentamiento.

Camisa de producción “LINER”

El término “liner” se aplica generalmente a tramos de tubo que no llegan a la superficie. Estas camisas pueden servir como revestimiento de producción a través de varios cientos de pies en la parte inferior de un pozo. Esta tubería es colgada a corta distancia sobre la zapata de la tubería de revestimiento previa, extendiéndose hasta la profundidad total del pozo. La longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto quedando una parte traslapada dentro de la última tubería. Se la usa para:

- Economizar costos de la tubería de revestimiento: Debido a la menor cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta superficie.
- Rápida instalación: las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales.
- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta superficie.
- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro.

Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, se puede utilizar empacador y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.

4.1.2 Características de cementación en la sección productora.

Para demostrar cada característica en cada sección, se sigue un esquema ya definido, durante la campaña de perforación 2008-2010 se utilizaron 3 esquemas de pozos diferentes, con los cuales se perforaron 19 pozos que abarca toda la campaña.

El esquema del pozo se refiere al perfil del pozo para llegar hasta la zona de interés. Este diseño dependerá de las características del reservorio, la accesibilidad, presupuesto de la compañía, tecnología disponible y regulaciones ambientales.

En algunos casos, las regulaciones ambientales pueden demandar perforar pozos con perfiles determinados; sin embargo, la estructura del reservorio puede ser muy compleja para ese perfil, por lo que no se podrían cumplir con estas exigencias ambientales.

En la figura No 4.1, esquema de pozo número 1, representa una perforación tipo vertical. Usualmente los pozos exploratorios son del tipo vertical. En estos pozos generalmente no producen grandes cantidades de hidrocarburos por tener un área de drenaje muy pequeña.

En la primera sección de este tipo de pozo, llamado “conductor” de 20”, que va en un rango de profundidad desde 100 – 300 ft, se cementa la tubería de revestimiento con cemento tipo “A”. A continuación va la tubería de revestimiento “intermedia” de 10 ¾”, en un rango de profundidad de \pm 6000 ft, depende también de la formación que se atraviese o del diseño, cementado la tubería de revestimiento con cemento tipo “A”. Al final desde superficie va la tubería de 7”, que será la tubería productora, estará cementada la tubería con cemento tipo “G”.

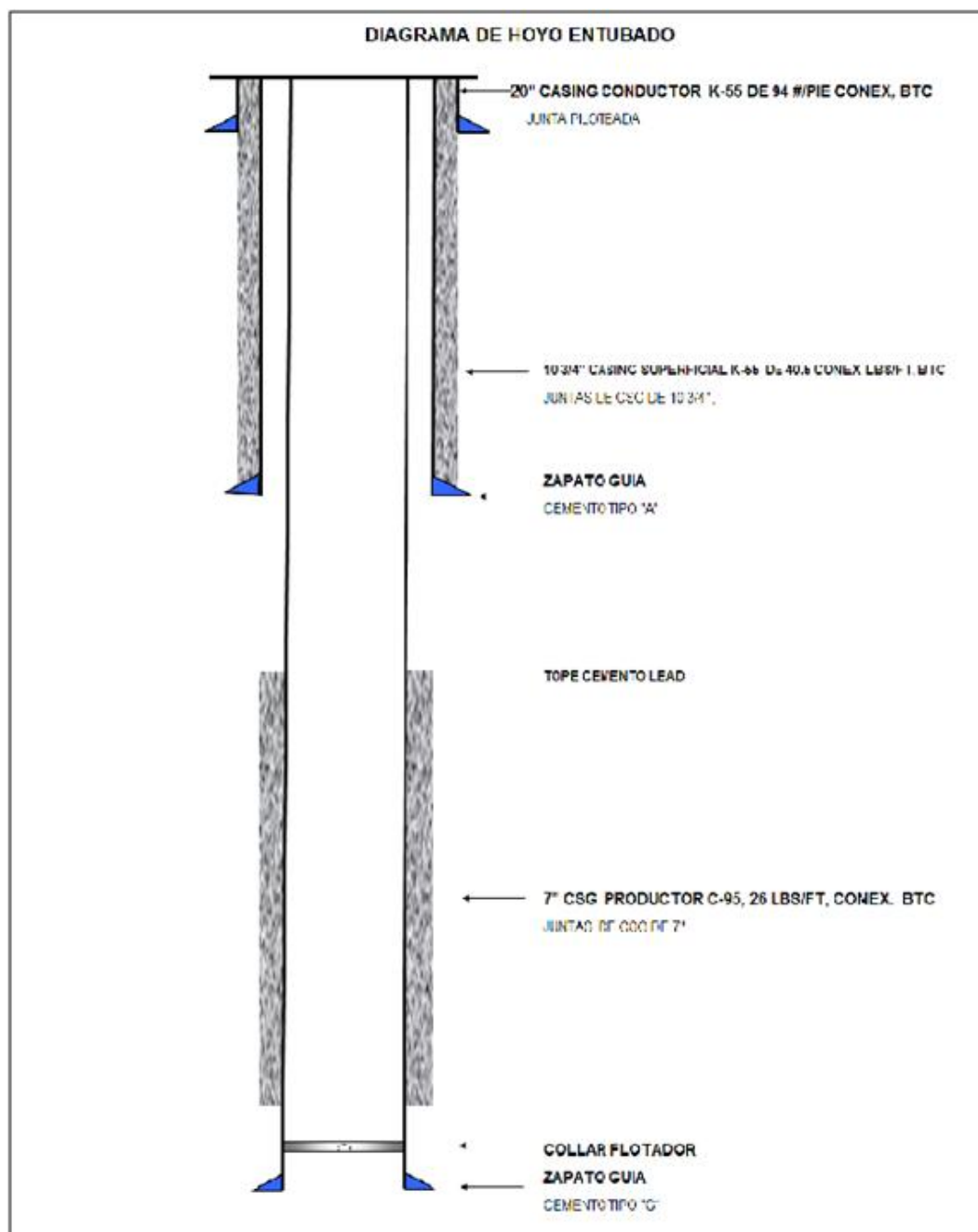


FIGURA No. 4.1 - ESQUEMA DE POZO 1.
FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

En la figura No 4.2, esquema de pozo número 2, representa una perforación direccional tipo "S". En este tipo de pozos, la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. La perforación continúa a lo largo de este curso desviado, hasta que se alcanza el desplazamiento lateral deseado; entonces se perfora y se regresa un poco hacia la vertical, pareciéndose

más a un tipo “J”, y se coloca una sarta intermedia de tubería de revestimiento.

Este tipo de esquema es utilizado en pozos profundos, en áreas en las cuales las dificultades con presencia de gas, flujo de agua salada, etc. En muchos casos exigen la colocación de una tubería intermedia, la que también permite la separación más precisa de los fondos de agujeros en zonas productoras múltiples. Además se perforan este tipo de pozos por requerimientos de espaciamientos de pozos cuando se realizan pozos profundos con un pequeño desplazamiento horizontal. En la primera sección de este tipo de pozo, “conductor” de 20 plg, que va en un rango de profundidad desde 100 – 300 ft, se cementa la tubería de revestimiento con un cemento tipo “A”, se perfora verticalmente hasta llegar al punto de giro “KOP”, donde de acuerdo al programa de perforación, este empezara a tomar la desviación, generalmente este punto se encuentra a ± 3000 ft, este variara de acuerdo al programa. A continuación va la tubería de revestimiento “intermedia” de 9 5/8 plg, en un rango de profundidad de ± 6000 ft con respecto a la vertical, depende también de la formación que se atraviese o del diseño, cementada la tubería de revestimiento con cemento tipo “A”. Al final desde superficie va la tubería de revestimiento de producción de 7 plg, que será el productor, puesta con cemento tipo “G”.

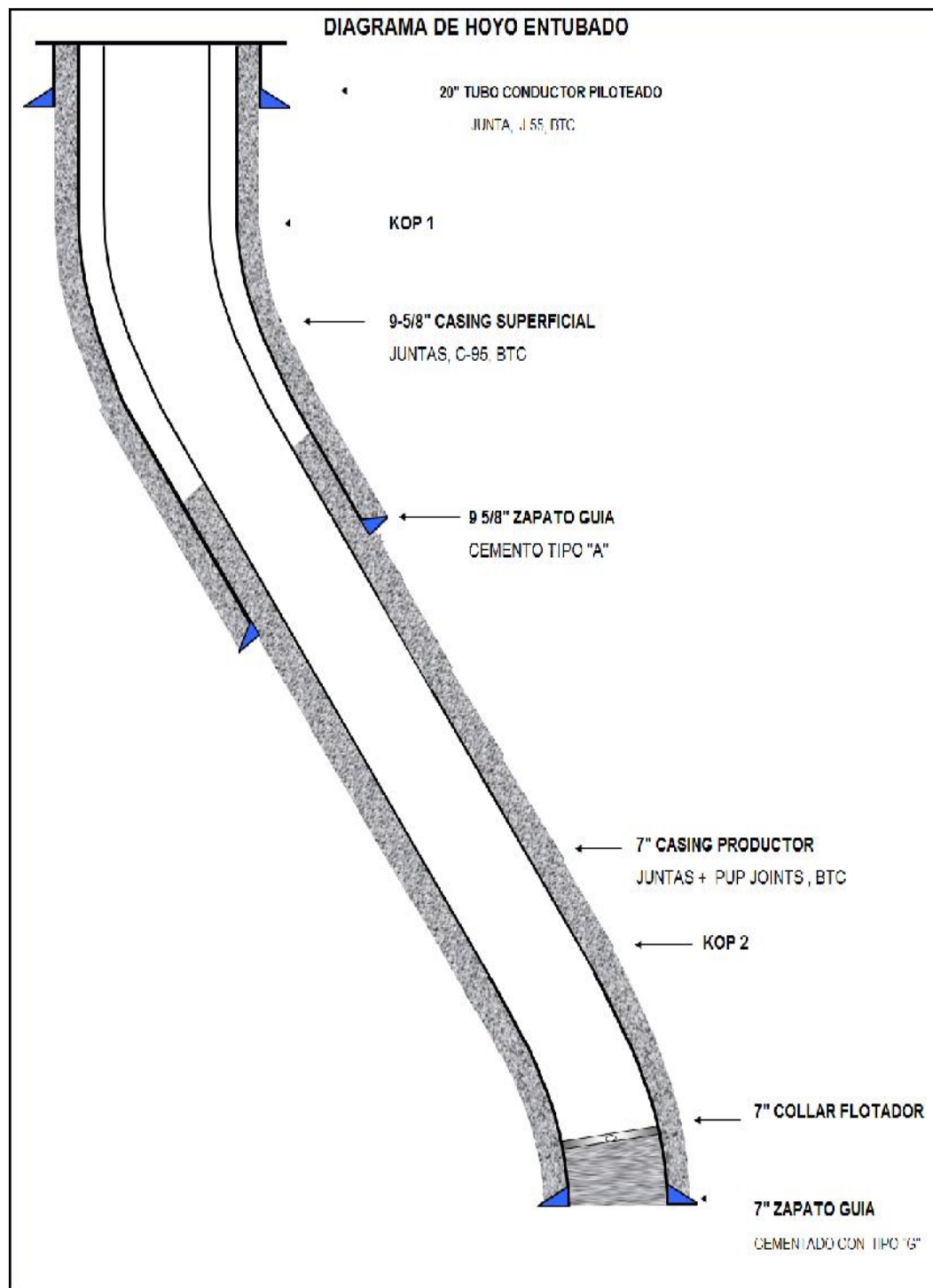


FIGURA No. 4.2 - ESQUEMA DE POZO 2.
FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

En la figura No 4.3, esquema de pozo número 3, representa una perforación direccional tipo “S”. A diferencia del esquema 1 y 2, en este tipo de pozo, el tubo productor llamado “Liner” no bajan desde la superficie. En la primera sección de este tipo de pozo, “conductor” de 20 plg, que va en un rango de profundidad desde 100 – 300 ft, se cementa la tubería de revestimiento con un cemento tipo “A”, se perfora verticalmente hasta llegar al punto de giro “KOP”, donde de acuerdo al programa de perforación, este empezara a tomar las desviación, generalmente este punto se encuentra a ± 3000 ft, este variara de acuerdo al programa. A continuación va la tubería de revestimiento “intermedia” de 9 5/8 plg, en un rango de profundidad de ± 6000 ft con respecto a la vertical, depende también de la formación que se atraviere o del diseño, cementado la tubería con cemento tipo “A”, se continua perforando hasta alcanzar el desplazamiento lateral deseado, se llega al segundo punto de giro “KOP2”, se perfora hasta alcanzar la verticalidad. Al final desde superficie se baja la tubería de revestimiento o liner de 7”, que será el productor, cementado con cemento tipo “G”.

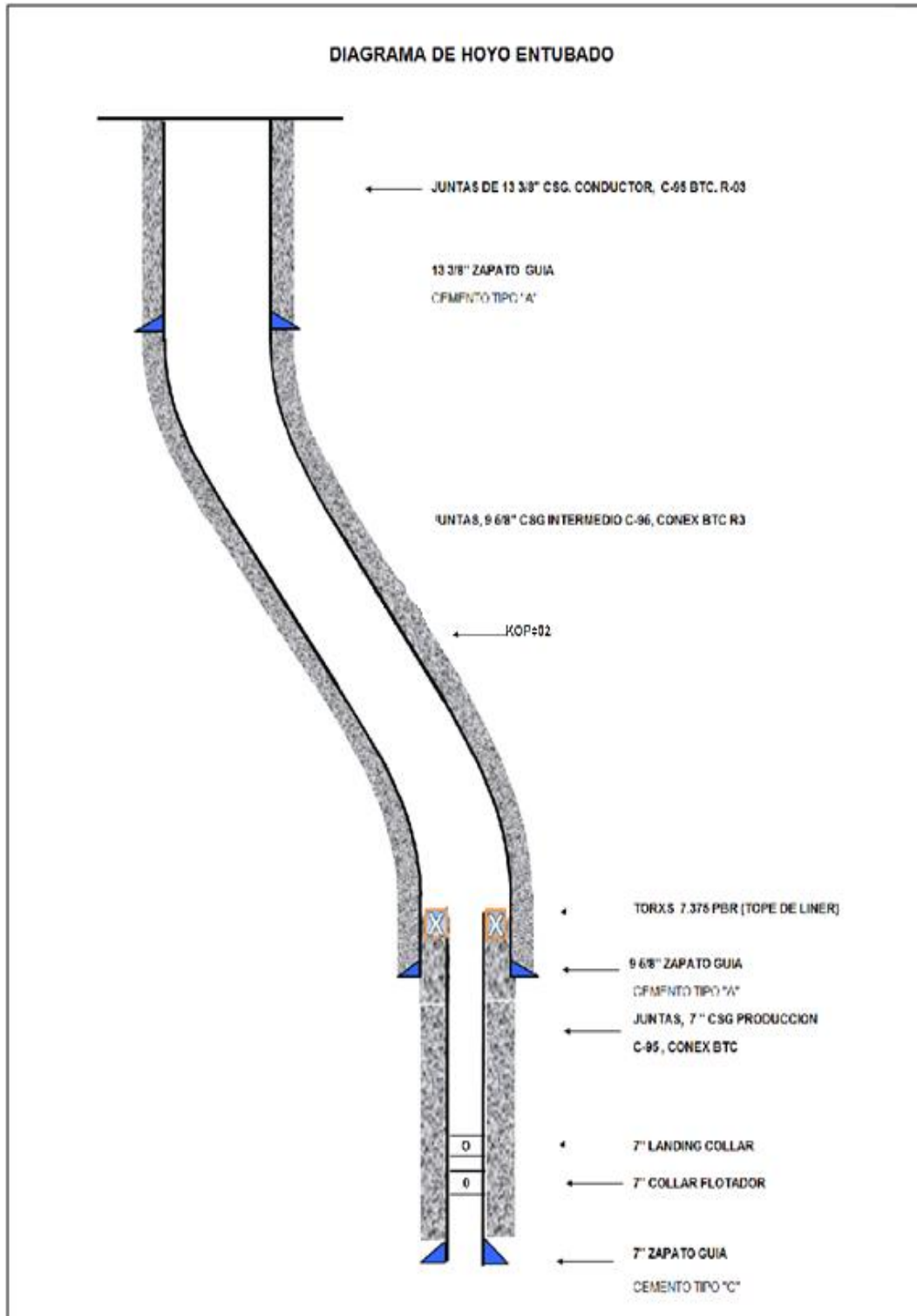


FIGURA No. 4.3 - ESQUEMA DE POZO 3.
FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

4.2 TIPOS DE CEMENTO UTILIZADOS EN LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008-2010

Para esta campaña, las cementaciones se tomara en cuenta únicamente a las zonas productoras, es decir, en las partes de la tubería de 7 plg y liner de 5 plg y si fuese el caso de que exista en la tubería de revestimiento de 9 5/8 plg.

De acuerdo a los informes finales de cementación de Well Services, en estos campos se han utilizado dos tipos de cemento en las zonas de interés:

CUADRO No 4.1 - Clases de cemento en zonas productoras.

CEMENTO	AGUA DE MEZCLA Gal / Sxs	LECHADA WT. PPG	PROFUNDIDAD EN FT	BHST °F
A (Portland)	5,2	15,6	0-6000	80-170
G (California Básico)	5	15,8	0-8000	80-200

FUENTE: Paper “Cementación Primaria” Schlumberger.

ELABORADO POR: Nicolás Yépez.

En el cuadro 4.1 muestra los dos tipos de cemento utilizados para la cementación en los pozos en los campos, siendo el principal para la zona productora el tipo “G”, donde es utilizado en dos tipos de lechadas que se bombea al pozo, la primera es la Lechada Lead (Relleno) que cubre toda la zona de interés, la segunda es la Lechada Tail (cola), que es bombeada al final con una mayor densidad para desplazar a la primer lechada y así conseguir un recubrimiento completo del anular de la zona de interés. A la par el tapón es soltado junto con la lechada, el que impide la mezcla con el lodo y la penetración a la zona cementada.

En la campaña de perforación 2008-2010 se ha tomado a consideración 19 pozos perforados en los campo VHR y Cuyabeno, en los que se registran en el siguiente cuadro:

CUADRO No 4.2 – POZOS DE VHR y CUYABENO.

POZOS VHR Y CUYABENO		
No.	NOMBRE	PROFUNDIDAD TOTAL (ft)
1	VHR-12D	8922
2	VHR-16	8273
3	VHR-18D	8669
4	VHR-19D	8675
5	VHR-20	8264
6	VHR-21D	9020
7	VHR-22D	8945
8	VHR-23	8230
9	VHR-24D	9260
10	CUY-13D	8378
11	CUY-28D	8597
12	CUY-29D	8526
13	CUY-30D	8525
14	CUY-31D	8510
15	CUY-32D	8800
16	CUY-33D	8850
17	CUY-34D	8295
18	CUY-35D	8430
19	CUY-36D	8570

FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

ELABORADO POR: Nicolás Yépez.

4.3 ANÁLISIS DE LAS CEMENTACIONES

4.3.1 Análisis de las Presiones de bombeo y temperaturas

La evaluación de temperatura se realiza corriendo un termómetro dentro de la tubería de revestimiento para detectar el tope del cemento. El proceso de hidratación de asentar el cemento es isotérmico (despliega calor) y es detectable desde el interior de la tubería de revestimiento.

Los registro de radiación son rastreadores térmicos que pueden ser adicionados al cemento antes de que el mismo sea bombeado.

La Temperatura tiene la mayor influencia y afecta:

- El Tiempo de Fragüe
- La Resistencia a la Compresión
- La Perdida de Filtrado
- La Reología
- EL Agua Libre

La temperatura de un pozo oscila entre los 150 -220 °F, mientras que al bombear una lechada con una temperatura de entrada a 80°F en el pozo sube de 154 - 200°F.

Es fundamental que la presión hidrostática no sea menor a la del reservorio, por lo cual está constantemente debe ser monitoreada a fin de tener un valor para la bomba de cemento, así como la presión de reservorio no sea superior a la presión hidrostática y así evitar reventones.

Las presiones a las que se somete para pruebas de líneas, dependerá del tipo de lechada a bombear por la compañía cementadora y esta va de 3500 – 6000 PSI.

En el inicio de circulación de cemento al pozo, la presión va desde 400 – 1500 PSI.

4.3.2 Tiempos de fraguado

Es el tiempo disponible para la mezcla de una lechada, bombeada y desplazada dentro del anular antes de que comience a fraguar y a asentarse. Este tiempo va a depender de los aditivos utilizados (retardadores para incrementar y aceleradores para reducir el tiempo) y las condiciones dentro del agujero descubierto (un incremento en la temperatura, presión y perdida de fluido o filtración va a reducir el tiempo de fraguado). El tiempo de fraguado es determinado durante las pruebas

de laboratorio. El tiempo para alcanzar el 100%. Unidades Bearden (Bc) es registrado como el tiempo de fraguado. La capacidad de bombeo normalmente cesara alrededor de 70 Bc.

4.3.3 Tipos de espaciadores

Antes de bombear la lechada, se debe bombear una composición limpiadora espaciadora, que remueve el lodo y limpia al pozo, debe tener una densidad más alta que la del lodo.

En la cementación de los pozos de la campaña de perforación 2008-2010, se ha utilizado dos tipos como se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO No 4.3 - Tipos de espaciadores pozos VHR.

POZOS VHR						
NUMERO	POZO	DIAMETRO DEL CASING	CLEAR PILL		ESPACIADOR MUD PUSH	
			Bls	δ ppg	Bls	δ ppg
1	VHR-12D	7	30	8,38	50	12
2	VHR-16	7	30	8.38	50	12
3	VHR-18D	7	30	8.33	50	12
4	VHR-19D	7	30	8.33	60	12
5	VHR-20	7	-	8.4	-	12
6	VHR-21D	7	30	8.3	60	12
7	VHR-22D	7	30	8.34	50	12
8	VHR-23	9 5/8	30	8,34	40	12
9	VHR-24D	7	30	8.38	50	12

FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

ELABORADO POR: Nicolás Yépez.

CUADRO No 4.4 - Tipos de espaciadores pozos CUYABENO.

POZOS CUYABENO						
NUMERO	POZO	DIAMETRO DEL CASING	CLEAR PILL		ESPACIADOR MUD PUSH	
		plg	Bls	δ ppg	Bls	δ ppg
1	CUY-13D	7	30	8.33	60	12
2	CUY-28D	7	30	8.33	50	12
3	CUY-29D	7	20	8.38	50	12
4	CUY-30D	7	15	8.38	60	12
5	CUY-31D	7	20	8.34	50	12
6	CUY-32D	7	40	8.34	60	12
7	CUY-33D	7	40	8.38	60	12
8	CUY-34D	7	30	8.3	60	12
9	CUY-35D	7	30	8,38	60	12
10	CUY-36D	7	40	8.38	60	12

FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

ELABORADO POR: Nicolás Yépez.

4.3.4 Análisis de compresibilidad

Una fuerza de compresión de aproximadamente un mínimo de 500PSI, incluyendo el factor de seguridad, se hace necesaria para apoyar la sarta de revestimiento y soportar diferentes presiones antes de continuar perforando, en prácticas con tuberías de revestimiento normales de 50 PSI con fuerza de compresión debería ser suficiente, especialmente si la presión de confinamiento podría incluso incrementar su fuerza. Para tuberías de revestimiento o sartas de “liner” una fuerza de compresión de 1000 – 2000 PSI es muchas veces requerida para perforar y hacer fracturas.

El periodo de “Retorno por Cemento” (WOC), permite a la fuerza del cemento desarrollarse por completo. El periodo de tiempo depende de la temperatura, presión, proporción de agua de mezcla y del tiempo transcurrido desde el mezclado en el pozo. Aceleradores (es decir CaCl₂) puede reducir el tiempo de WOC hasta menos de 3 horas.

4.3.5 Rangos de densidades

Una mezcla estándar que comprenda 44% de agua y 94 lbm (1 saco) de cemento dado en galones es 3.59, crea una lechada con una densidad de 15.8 ppg. Donde los 94 lbm se multiplica por 0.44 (44%) es igual a 41.36 lbm de agua y expresado en galones nos da 4.96.

Donde para el cálculo de la lechada se da en la suma de la cantidad de agua y el cemento que es 135.36 dividido para la suma de los volúmenes en galones que es 8.54.

La densidad de la lechada es ajustada variando ya sea la proporción del agua de mezcla o el uso de aditivos. La mayoría de las densidades de lechada se encuentran en un rango 11-18.5ppg.

En la campaña de perforación 2008-2010 (cuadro 4.5), el rango de densidades por lechadas de relleno o lechadas de cola utilizadas en la zona productora, se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO No 4.5 - DENSIDADES Y CANTIDADES DE LECHADAS.

POZOS VHR Y CUYABENO					
		LECHADA LEAD		LECHADA TAIL	
NUMERO	POZO	CANTIDAD	DENSIDAD	CANTIDAD	DENSIDAD
		Bls	PPG	Bls	PPG
1	VHR-12D	88	13,5	49	15,8
2	VHR-16	147	13,5	75	15,8
3	VHR-18D	83	13,5	35	15,8
4	VHR-19D	62	13,5	35	15,8
5	VHR-20	-	-	82	15,8
6	VHR-21D	111	13,5	43	15,8
7	VHR-22D	116	13,5	45	15,8
8	VHR-23	56	13,5	84	15,8
9	VHR-24D	94	13	41	15,8
10	CUY-13D	89	13,5	60	15,8
11	CUY-28D	168	13,5	67	15,8
12	CUY-29D	17	13,5	31,5	15,8
13	CUY-30D	111	13,5	35	15,8
14	CUY-31D	88	13,5	35	15,8
15	CUY-32D	80	13,5	48	15,8
16	CUY-33D	81	13,5	32	15,8
17	CUY-34D	103	13,5	39	15,8
18	CUY-35D	87	13,5	40	15,8
19	CUY-36D	96	13,5	36	15,8

FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

ELABORADO POR: Nicolás Yépez.

4.4 COMPOSICIÓN DE LECHADAS DE LA CEMENTACIÓN PRIMARIA DE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008-2010

La composición de cada lechada de cemento varía de acuerdo al tipo de pozo donde se vaya a realizar la cementación.

4.4.1 Volúmenes de Cemento

CUADRO No 4.6 - VOLÚMENES DE CEMENTO DE POZOS DEL CAMPO VHR.

			LECHADA LEAD		LECHADA TAIL	
NUMERO	POZO	DIAMETRO DEL CASING	CANTIDAD	SACOS DE CEMENTO	CANTIDAD	SACOS DE CEMENTO
		pulg	Bls	SKS	Bls	SKS
1	VHR-12D	7	88	291	49	237
2	VHR-16	7	147	485	75	365
3	VHR-18D	7	83	274	35	170
4	VHR-19D	7	62	220	35	194
5	VHR-20	7			82	415
6	VHR-21D	7	111	367	43	208
7	VHR-22D	7	116	400	45	236
8	VHR-23	9 5/8	56	290	84	430
9	VHR-24D	7	94	295	41	229

FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.**ELABORADO POR:** Nicolás Yépez.**CUADRO No 4.7 - VOLÚMENES DE CEMENTO DE POZOS DEL CAMPO CUYABENO**

			LECHADA LEAD		LECHADA TAIL	
NUMERO	POZO	DIAMETRO DEL CASING	CANTIDAD	SACOS DE CEMENTO	CANTIDAD	SACOS DE CEMENTO
		pulg	Bls	SKS	Bls	SKS
1	CUY-13D	7	89	295	60	290
2	CUY-28D	7	168	581	67	349
3	CUY-29D	7	17	334	31,5	152
4	CUY-30D	7	111	366	35	180
5	CUY-31D	7	88	305	35	175
6	CUY-32D	7	80	274	48	247
7	CUY-33D	7	81	287	32	185
8	CUY-34D	7	103	297	39	165
9	CUY-35D	7	87	310	40	210
10	CUY-36D	7	96	338	36	214

FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.**ELABORADO POR:** Nicolás Yépez.

4.4.2 Aditivos

Para la cementación de un pozo es indispensable la utilización de aditivos químicos para las lechadas, esto se debe a las condiciones de presión, temperatura y fluidos que se encuentren en el pozo cuando se perfora.

Por lo que se señala algunos tipos de aditivos como:

Aceleradores y Retardadores: estos cambian el Tiempo de Fragüe y modifican la velocidad de desarrollo de la resistencia.

Extendedores: estos reducen la densidad y aumentan el rendimiento.

Agentes de Peso, estos aumentan la densidad.

Dispersantes: mejoran la remoción, mejoran la mezclabilidad, las lechadas de agua reducidas y reducen las presiones por fricción (bajo T_y y P_v).

Controladores de Filtrado.

Materiales para pérdida de circulación (LCM).

Agua de mezcla

Las proporciones de agua de mezcla, dependen de:

- La necesidad de una lechada bombeable.
- Un monto mínimo de agua libre en caso de permitir que se quede/asiente.
- Reducir la proporción de agua de mezcla tiene el siguiente efecto:
- Causa un incremento en la densidad, fuerza de compresión y viscosidad de la lechada
- La lechada se hace más difícil de bombear
- Se construye menos volumen de lechada por saco de cemento utilizado, es decir, baja la resistencia.

Durante una operación de cementación una lechada de relleno y lechada de cola los aditivos son muchas veces utilizados. La diferencia entre estas es debida a la reducción en la cantidad de agua de mezcla usada. Un

incremento en contenido de agua para la lechada de cola, va a permitir tiempos de bombeo y tiempo de asentamiento más largo pero resulta en una fuerza de compresión menor y en agua libre adicional. El agua libre puede volver a ser utilizada adicionando bentonita en la lechada para ligar el agua libre.

ANTIESPUMANTE (D047)

Es un aditivo químico que reduce y dificulta la formación de espuma. Se utiliza normalmente para aumentar la velocidad y reducir otros problemas como formación de espuma en la superficie y cuando el aire es arrastrado o atrapado.

Generalmente un antiespumante es insoluble en el medio de formación de espuma y tiene propiedades de superficie activas. Una característica esencial es su baja viscosidad y una facilidad para extenderse rápidamente sobre superficies espumosas. Tiene afinidad con la superficie aire-líquido en el que desestabiliza las láminas de espumas. Esto provoca la ruptura de las burbujas de aire y de degradación de la espuma de la superficie. Las burbujas de aire arrastradas se aglomeran y las burbujas más grandes suben a la superficie del líquido a granel con mayor rapidez.

EXTENDEDOR (D020)

Este tipo es la bentonita, que es una arcilla muy pegajosa que contiene bases y hierro, con un alto grado de encogimiento (los enlaces entre las capas unitarias permiten la entrada de una cantidad superior de agua que en la caolinita) y tiene tendencia a fracturarse durante el fragüe y el enfriado.

Es un aditivo que baja la densidad del sistema de cemento y reduce la cantidad de cemento por unidad de volumen del producto fraguado, con el fin de reducir la presión hidrostática y aumentar el rendimiento (pie³/saco)

de las lechadas. Entre los más usados se tienen: bentonita, silicato de sodio (Na_2SiO_3), materiales puzolánico, etc.

DISPERSANTE (D080)

D080 es un polímero aromático, Polinaftaleno Sulfonato de Sodio.

Este tipo de aditivo reduce la viscosidad de las lechadas de cemento y punto cedente, el flujo Turbulento es más fácil de alcanzar, reduce las presiones debido a la fricción, mejora la mezclabilidad de las lechadas (Ty más bajo), las lechadas de agua son reducidas (densidades de hasta 18 lb/gal) y mejora la eficiencia de los aditivos para control de filtrado.

RETARDADOR (D197-D177)

Es un aditivo químico que prolonga el tiempo de fraguado inicial y brinda la posibilidad de trabajar el cemento en un amplio rango de presión y temperatura. En pozos profundos, las altas temperaturas reducen el tiempo de bombeabilidad de las lechadas de cemento. Los retardadores se usan para prolongar el tiempo de bombeabilidad y evitar los riesgos del fraguado prematuro. Para temperaturas estáticas por encima de 260 – 275 °F se deben medir los efectos de los retardadores a través de pruebas piloto.

D177.-Este un tipo de retardador de baja temperatura.

ANTISEDIMENTANTE (D153)

Es una especial fórmula para el control del agua libre y problemas de sedimentación en lechadas de cementos inestables de 12.5 ppg a 22 ppg.

Cuadros Generales de Lechadas de los Campos

En la campaña de perforación 2008-2010, las lechadas fueron hechas con algunos de los aditivos mencionados y cantidades específicas de acuerdo

a pruebas de simulación, estos son señalados en el Cuadro No 4.8 de los pozos perforados en VHR y en el Cuadro No 4.9 de CUYABENO.

CUADRO No 4.8 - ADITIVOS QUÍMICOS EN EL CEMENTO DE LOS POZOS DEL CAMPO VHR.¹⁵

POZOS VHR																		
		LECHADA LEAD								LECHADA TAIL								
POZO	DIAMETRO DEL CASING	AGUA DE MEZCLA	D047	D020	D167	D080	D197	D177	DENSIDAD	AGUA DE MEZCLA	D047	D153	D167	D080	D197	D177	DENSIDAD	TIPO DE CEMENTO
	plg	Bls	Gal	Lbs	Lbs	Gal	Gal	Gal	PPG	Bls	Gal	Lbs	Lbs	Gal	Gal	Gal	PPG	CLASE
VHR-12D	7	65	6	0	172	4,5	8,5	0	13,5	33	3	39	157	14	3	0	15,8	G
VHR-16	7	-	10	0	376	12	0	16	13,5	-	4	56	224	21	0	12	15,8	G
VHR-18D	7	62	6	0	165	4	15	0	13,5	23	2	27	110	10	7	0	15,8	G
VHR-19D	7	-	5	0	125	3	12,5	0	13,5	-	2	25	100	10	7	0	15,8	G
VHR-20	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	--	--	-	-	15,8	G
VHR-21D	7	78	7	0	207	6	34	0	13,5	25	2	29	118	11	8	0	15,8	G
VHR-22D	7	-	8	562	300	8	13	0	13,5	-	2	33	133	10	0	0	15,8	G
VHR-23	9 5/8	64	6	423	225	6	9	0	13,5	49	4,2	78	235	8	29	0	15,8	G
VHR-24D	7	77	7	0	225	8	4	0	13	26	3	30	125	12	4	0	15,8	G

FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

ELABORADO POR: Nicolás Yépez.

¹⁵Ver ANEXOS.

CUADRO No 4.9 – ADITIVOS QUÍMICOS EN EL CEMENTO DE LOS POZOS DEL CAMPO CUYABENO.¹⁶

POZOS CUYABENO																		
		LECHADA LEAD								LECHADA TAIL								
POZO	DIAMETRO DEL CASING	AGUA DE MEZCLA	D047	D020	D167	D080	D197	D177	DENSIDAD	AGUA DE MEZCLA	D047	D153	D167	D080	D197	D177	DENSIDAD	TIPO DE CEMENTO
	pulg	Bls	Gal	Lbs	Lbs	Gal	Gal	Gal	PPG	Bls	Gal	Lbs	Lbs	Gal	Gal	Gal	PPG	CLASE
CUY-13D	7	68	6	400	182	5	16	0	13,5	40	2	50	188	16	14	0	15,8	G
CUY-28D	7	-	11	0	280	13	0	11	13,5	-	7	50	200	19	0	5	15,8	G
CUY-29D	7	75	7	460	195	5	33	0	13,5	22	2	25	96	9	12	0	15,8	G
CUY-30D	7	81	8	500	215	5	27	0	13,5	25	2	30	130	12	9	0	15,8	G
CUY-31D	7	62	6	0	175	4	20	0	13,5	20	2	25	125	9	5	0	15,8	G
CUY-32D	7	-	6	0	150	5	19	0	13,5	-	4	50	150	15	11	0	15,8	G
CUY-33D	7	-	6	0	161	4	16	0	13,5	-	2	25	100	10	7	0	15,8	G
CUY-34D	7	67	6	0	167	4	18	0	13,5	22	2	25	106	10	7	0	15,8	G
CUY-35D	7	-	5	50	160	5	12	0	13,5	-	2	45	125	11	7	0	15,8	G
CUY-36D	7	-	7	500	200	9	14	0	13,5	-	3	30	100	5	8	0	15,8	G

FUENTE: Recaps Técnicos de Perforación Schlumberger.

ELABORADO POR: Nicolás Yépez.

¹⁶Ver ANEXOS.

4.5 ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE CEMENTACIÓN EN ZONAS PRODUCTORAS DE LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN 2008-2010

Evaluación De Registros Eléctricos

La habilidad de un revestidor de cemento para proporcionar aislamiento zonal es directamente relacionada por las siguientes propiedades:

- La interface cemento – tubería de revestimiento (casing)
- La cantidad de cemento
- La interface cemento - formación.

En el pozo, “Adherencia de corte” y “Adherencia hidráulica” son dos criterios a menudo considerados para efectivizar la zona de aislamiento a lo largo de las interfaces cemento/tubería de revestimiento y cemento/formación.

La adherencia de corte mecánicamente soporta la tubería en el pozo y es determinada por medición de fuerzas requeridas para inicializar el movimiento de la tubería en un revestidor de cemento. La adherencia hidráulica bloquea la migración de fluidos en un anillo cementado, este es usualmente medido, la aplicación de presión en la interface tubería y cemento o tubería – formación hasta que se produce una fuga.

Para la zona de aislamiento es más importante la adherencia hidráulica que la adherencia de corte.

Para la evaluación de cemento, se realizan registros de cementación, en donde se observa la adherencia, y la presentación de registro básica está en un formato de tres pistas con la profundidad del pozo. La escala común está dada de 200 a 1200 μ s, sin embargo otras escalas están disponibles para casos especiales tal como un pozo muy profundo o formaciones débiles con sonidos rápidos.

La pista numero 1 tradicionalmente contiene la medida del tiempo de tránsito, tan bueno como una curva de correlación (gamma ray o Neutrón). Una escala para el tiempo convencional de transito 3 ft, es de

200 a 400 μ s., esta es una ventaja de una escala simple para casi todas las medidas de la tubería de revestimiento. Sin embargo, cambios pequeños en tiempo corresponde a una mayor excentricidad. (4 a 5 μ s son límites recomendados) requiere una escala más sensible (100 μ s de ancho). En la pista 2 contiene la curva de amplitud, curva de la rata de atenuación o ambas. La curva de rata de atenuación es usualmente presentada sobre una escala de 0 a 20 dB/ft. La curva de amplitud no está estandarizada, sin embargo va de 0 a 100 o 0 a 50 mV, que es una escala común con una curva amplificada presentada de 0 a 20 o 0 a 10 mV. La escala doble es muy importante porque lecturas de tubería libre puede aproximarse a 100 mV o más, mientras que resoluciones finas o quizás 1 mV o menos puede ser requerida en bajas amplitudes.

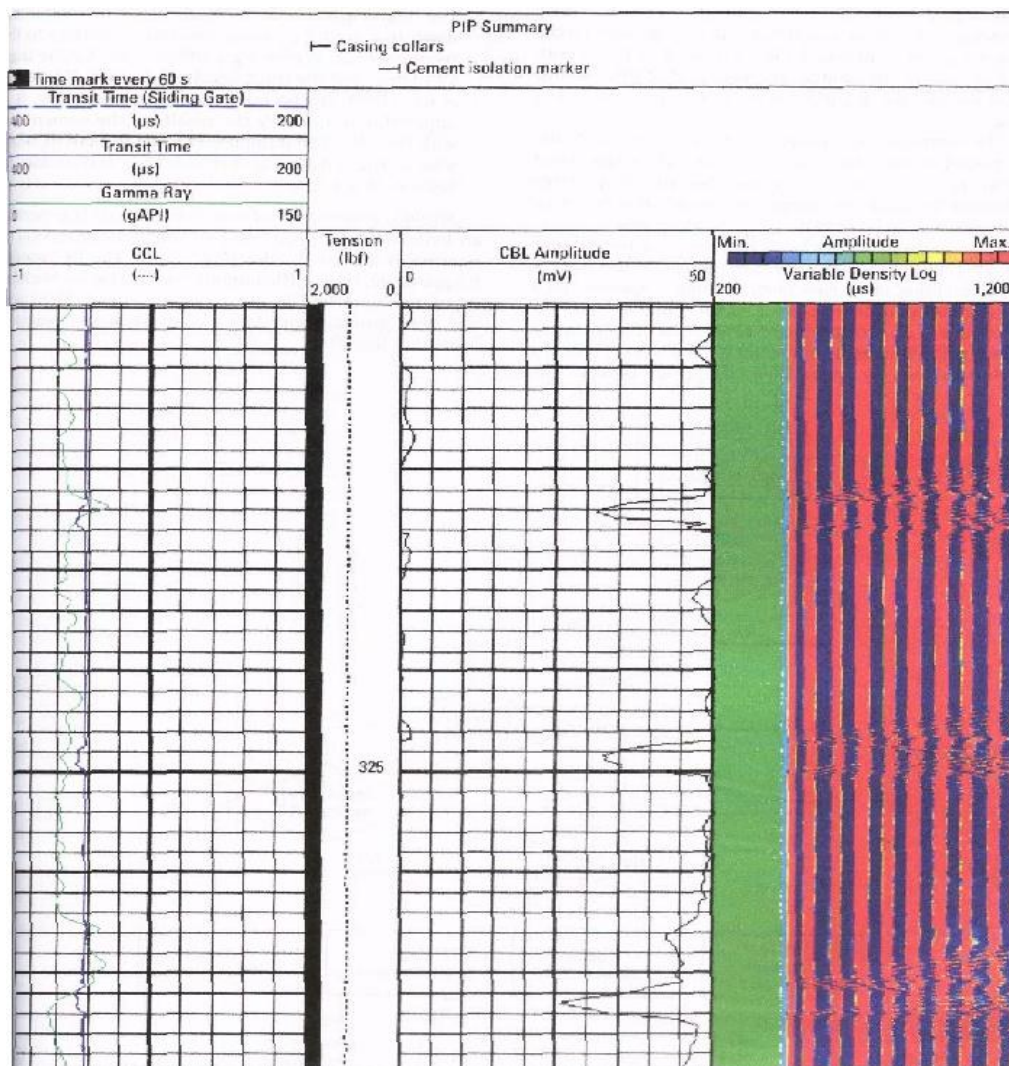


FIGURA No 4.4 – FORMATO DE UN REGISTRO CBL ESTÁNDAR DE 3 PISTAS.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Cuando se tiene un corto tiempo de transito, es una indicación de una pobre centralización de la sonda o una formación rápida. Sobre el tema de excentricidad ha habido recomendaciones que $4\text{ }\mu\text{s}$ (micro segundos) de tiempo de transito decrece o menos es aceptable. Esto corresponde a una excentricidad de alrededor de 1/8 de pulgada en agua fresca, debido a que esa cantidad de excentricidad reduce la amplitud en un 25%.

Hay muchas ramificaciones del límite $4\text{ }\mu\text{s}$:

- La resolución de mediciones de un instrumento registrando puede ser de $1\text{ }\mu\text{s}$ o menor.
- La presentación del registro puede permitir fácilmente la legibilidad baja para 1 a $2\text{ }\mu\text{s}$ de resolución visual, conduciendo a recomendaciones de uso de la escala de $100\text{ }\mu\text{s}$ para el tiempo de transito que cruza la pista. En el caso de excentricidad de sonda, este es imposible cuantificar los resultados de los trabajos de cementación con el CBL. La influencia de las formaciones rápidas a menudo también son vistas como una disminución del tiempo de tránsito.

El tiempo de transito ligeramente largo y es generalmente una indicación de una buena adherencia y debería corresponder razonablemente a una baja amplitud. Si la amplitud del CBL es todavía alta, se debe revisar la interferencia causada por un bajo espesor de revestidor de cemento y una alta impedancia acústica en contraste con la interface cemento-formación. Los tiempos de transito largos ($\Delta t > 15\text{ }\mu\text{s}$) son llamados “saltos” (skips). En el caso E1, es normalmente demasiado pequeño para ser detectado, así, una buena adherencia existe entre el cemento y la tubería de revestimiento. Este ciclo se refiere a un ciclo de onda original ($50\text{ }\mu\text{s}$ para un 20 kHz de señal). En este caso, fija el modo de puerta, la amplitud CBL debe ser por debajo del nivel de detección. Sin embargo, este es bastante común de tener estable el salto de mas que $20\text{ }\mu\text{s}$, pero menos que $50\text{ }\mu\text{s}$. esto es causado por la energía de reflexión de la interface cemento-

formación, mejorado por una larga impedancia acústica contrastada como en cadena concéntrica.

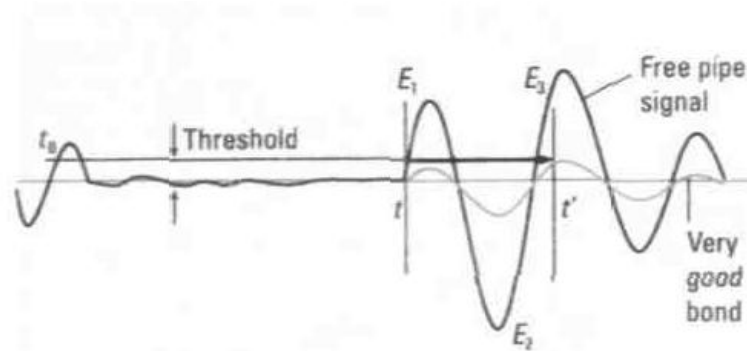


FIGURA No 4.5 – CICLO DE SALTO (SKIPS).
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

La influencia del pozo sobre los registros CBL viene dada por varios factores como por ejemplo la temperatura y la presión, propiedades del fluido del pozo, tamaño de la tubería de revestimiento y espesor, espesor del cemento y formaciones rápidas.

En los registros ultrasónicos, presenta una pequeña pista donde muestra la adherencia del cemento. La amplitud eco es presentada como una imagen en colores negros que indica baja amplitud. Curvas mínimas principal y máximas amplitudes también son presentadas. La medición del radio de la tubería de revestimiento son corregidas por excentricidad y presentadas como una imagen. Comúnmente la imagen muestra el radio comparado con el principal valor de cada profundidad con azul indicando radio bajo y rojo radio largo. Así la corrosión de la tubería de revestimiento y uso se muestra como áreas rojas (figura 4.6). El espesor de la tubería es presentado en una similar manera, con rojo indicando el espesor por debajo promedio y el espesor azul encima de la medida. El radio interno y el espesor son sumados para calcular el radio externo. Los radios externos e internos son presentados juntos con sombreado para indicar el cruce de la sección. Los espesores mínimo y máximo son también puestos en separado.

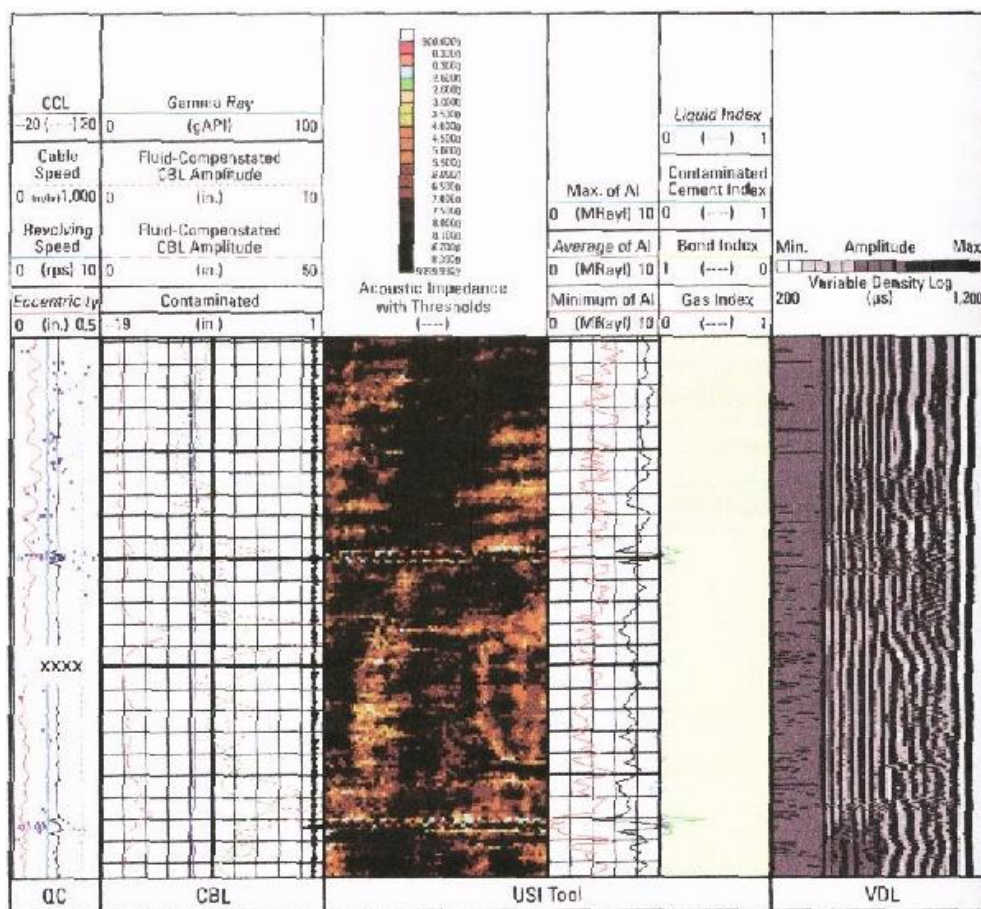


FIGURA No 4.6 – REGISTRO USI Y CBL-VDL.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Alta calidad del Cemento

Un cemento ordenado tiene una impedancia de 6 MRayl. Cementos ligeros pueden tener una impedancia tan baja como 2.5 MRayl, como superposición del rango del liquido. Como los registros acústicos, los cementos espumosos tienen particularmente baja impedancia y plantea problemas especiales de interpretación.

Si el corte de adherencia entre el cemento y la tubería de revestimiento es bueno (figura 4.7), la herramienta USI de impedancia, su lectura seria alta que la onda de impedancia de compresión. Esto ocurre porque la unión de corte introduce resonancia adicional de amortiguación.

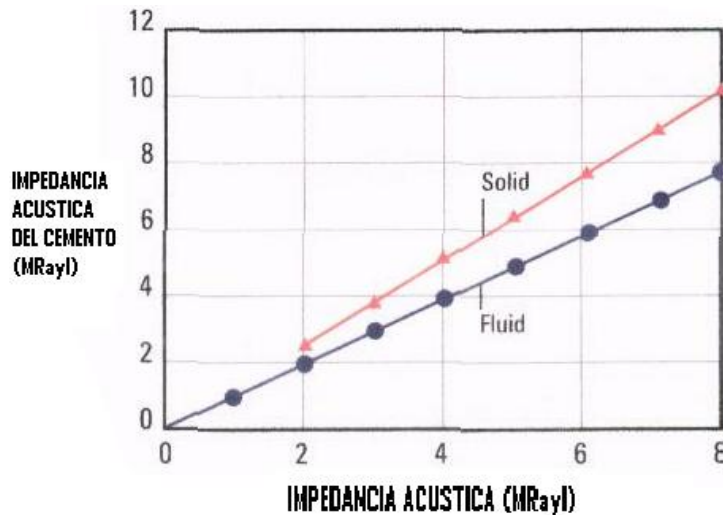


FIGURA No 4.7 – EFECTO DE ENGANCHE Y CORTE.

FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Microanillos

Estos son definidos como pequeñísimos vacíos anulares, localizados entre la tubería de revestimiento y la envoltura de cemento. Los microanillos pueden ser causados por varios factores tales como: expansión y contracción de la tubería, el sostenimiento y alivio de presión en un trabajo de cementación, expansión y contracción térmica de la tubería mientras el cemento fragua, presencia de contaminantes como grasa o barniz en la superficie externa de la tubería de revestimiento, trabajos de Squeeze y reducciones de la densidad del fluido cuando se registra.

En los registros ultrasónicos la formación de los microanillos se interpreta por el eco de la señal si este es llenado con gas o líquido. Para un microanillo llenado con agua, la medición es débilmente afectada.

Línea de Lodo

Es definida como una brecha de líquido ingresado entre la tubería de revestimiento y el cemento más que un poco de cientos micrómetros de espesor, dada la baja impedancia en la lectura en el rango del líquido. Tales líneas pueden ser creadas por digitación del cemento a través del

lodo, dejando al lodo entre ambos, tubería y formación. Esta reflexión de onda puede afectar la medida del eco, especialmente si existen ciertas condiciones:

- Revestimiento de cemento delgado
- Superficie suave sobre la pared del pozo
- Larga impedancia acústica en contraste, entre el cemento y la formación.

Una buena cementación del espacio anular del pozo de una tubería de revestimiento exterior es particularmente probable para ser afectado por ondas de reflexiones. La reflexión de la formación puede ser adentro como afuera de la fase con la resonancia de la tubería deseada, dependiendo sobre el espesor del cemento y la velocidad así como la medición de la impedancia que puede ser reducida o incrementada en consecuencia. Porque la tubería de revestimiento es usualmente excéntrica en el anular, el espesor y el anular con es constante y la reflexión de onda crea un modelo de interferencia de franjas centrado sobre una estrecha parte del anular (Fig. 4.8).

Sucesivas franjas indican un cambio de una y media longitud de onda en el espesor del anular, donde la longitud de onda viene dada por:

$$\lambda = \frac{v_{cem}}{f_0} = \frac{2 * v_{cem} * h_{csg}}{v_{steel}}$$

Dónde:

λ = longitud de onda

V_{cem} = Volumen de cemento

f_0 = frecuencia.

h_{csg} = espesor del casing (tubería de revestimiento)

V_{steel} = velocidad acústica

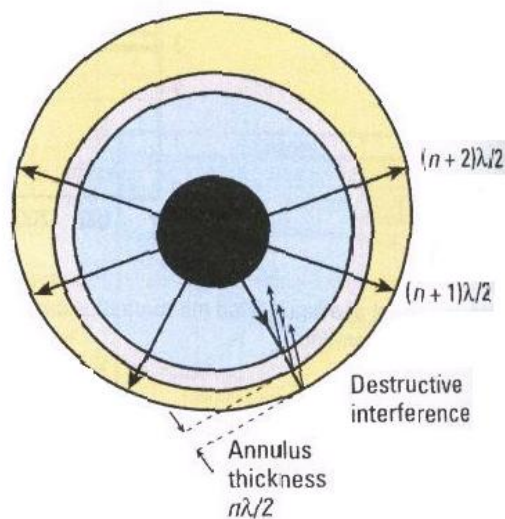


FIGURA 4.8 – INTERFERENCIA CAUSADA POR LA REFLEXIÓN DE LA FORMACIÓN.
FUENTE: Well Cementing, ERICK B, NELSON.

Por ejemplo, si hay cemento puro detrás de 9 mm de espesor de la tubería de revestimiento, $\lambda/2 = 5$ mm. Esos patrones pueden ser fácilmente reconocidos sobre la imagen del cemento producido por la segunda generación USI.

Cemento Delgado

El proceso de medición ultrasónica es presentado con un modelo en el cual solo lodo, tubería y material anular son presentados. Sin embargo, el material anular tiene un espesor finito y la reflexión de la energía ocurre en la adherencia del anular-formación o anular-tubería exterior.

4.6 EVALUACIÓN DE REGISTROS DE CEMENTO DE LOS POZOS

CAMPO VHR (Ver Cuadro 4.10)

VHR 12D

Se inicia operaciones a las 22h00 del 22 de noviembre del 2009. Se corren registros de control de cemento: USIT – CBL - VDL - GR – CCL. El

25 de Noviembre del 2009. Se observó buen cemento en el intervalo 8250' – 7300' y mal cemento en zonas de interés de 8858' – 8250'.

Realizan squeeze en zona de mal cemento, y proceden a disparar para evaluación:

Arena "T" 8618' – 8622' (4') a 4 DPP

Arena "U" 8618' – 8622' (4') a 4 DPP

Segunda Evaluación

Se corren registros de control de cemento: CBL - VDL - GR – CCL. Mal cemento en zonas "U" y "BT". El 8 de Diciembre del 2009.

Se realizó squeeze en zonas de mal cemento, posteriormente se disparó para evaluación.

Arena "U" 8588' – 8592' (4') a 4 DPP.

Arena "BT" 8130' – 8134' (4') a 4 DPP.

En este pozo se realizaron tres registros de cementación, de los cuales en los dos primeros salió mala la cementación, realizaron squeeze y en la tercera corrida hubo mejora del cemento en zonas de interés "T" y "U".

Arena "Us" 8580' – 8592' (12') a 5 DPP

VHR 16

Se corrieron registros de control de cemento: SEGMENT BOND TOOL- VDL-GR-CCL, se observó buen cemento en zonas de interés (T, Ui, Us y BT).

Arena "BT" 7489' – 7495' (6') a 5 DPP

7502' – 7506' (4') a 5 DPP.

Arena "Ts" 8128' – 8133' (5') a 5 DPP

Arena "Ui" 8034' – 8038' (4') a 5 DPP
Arena "Us" 7980' – 7985' (5') a 5 DPP

VHR 18D

Se corren registro Gyro de control de cemento: CBL-VDL-CCL-GR. El 25 de Noviembre del 2009. Presencia de mal cemento en zonas "M2", "Us", "Ui", "Ti" y cemento moderado en zonas "M1", "BT"

Disparan intervalo de: 8579' – 8581' (2')

Disparan intervalo de: 8386' – 8388' (2')

Se baja cable eléctrico y se corre registros de cemento CBL-VDL-CCL-GR desde 8654'-6654' (2000') presenta cemento malo, se decide disparar arena "Us" 8362'-8372' (10')

Realizan squeeze a "Us" utilizan (100 sxs de cemento + aditivos): 16 Bls en formación, 2 Bls en cámara, 3 Bls reversados. Presión de cierre 3000 PSI. El 16 de Marzo del 2011

Punzonan los siguientes intervalos:

ARENA "Ui": 8423' - 8428' (5') @ 5 DPP

ARENA "Us": 8354' - 8362' (8') @ 5 DPP.

VHR 19D

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL – GR – CCL – PET. Buen cemento en zona de interés "Us".

Arena "Us" 8411' - 8414' @ 5 DPP
 8418' - 8422' @ 5 DPP

19 de Diciembre del 2010. Realizan cementación forzada a "Ti" con 90 sxs de cemento tipo "G", aditivos, barriles de lechada 18.6 de 15.8 ppg, barriles a la formación 16, barriles en cámara 2, barriles reversados 0.6. La presión de cierre fue de 3450 PSI. Muelen retenedor de cemento y cemento duro desde 8570' hasta 8625'. Bajan conjunto TCP y repunzonan:

Arena "Ti" 8593' – 8600' (7') @ 5 DPP.

VHR 20

Se realizan registros de cementación (USIT-CBL-VDL-GR-CCL), se observó cemento bueno en las zonas de interés.

"Ti": 8144' – 8150' (6') @ 5 DPP

"Ui": 8003' – 8011' (8') @ 5 DPP

"Us": 7950' – 7964' (14') @ 5 DPP

VHR 21D

Se realiza registros de cementación (SBT-VDL-GR-CCL), se observó cemento bueno en las zonas de interés.

El 03 de Febrero del 2011 realizan squeeze a "Ui" y disparan arena "Um" Bajan BHA 2 7/8" drill pipe hasta 8693' para realizar tapón balanceado presurizado a "Ui", se arma el equipo, prueba líneas y se realiza tapón balanceado con 8bls de lechada a 15,8 ppg, se utilizan 60sxs de cemento. Arman y bajan BHA molidor + inician a moler cemento duro desde 8544' hasta 8760' (216').

"Ui": 8741' – 8750' (9') @ 5 DPP

VHR 22D

Se realiza registro de cementación (CAST-CBL-GR-CCL), cemento regular en zona de interés. Toman registro Gamma Ray Espectral-Neutrón-Sónico Dipolar y Registro de Saturación RMT, determinan buen potencial en BT “Us”, “Um”, “Ui”, “Ts” y “Ti”.

“BT”: 7968’ – 8002’ (34’) @ 5 DPP

VHR 23D

Se corren registros de control de cemento: SBT – VDL - GR – CCL. Se observó buen cemento.

“Us” 7902’ – 7922’ (20’) a 5 DPP

VHR 24D

Se realiza registro de cementación (USIT-CBL-VDL-GR-CCL), se observó cemento bueno en las zonas de interés. Toman registro de Saturación RST, CHFR, Densidad Porosidad a hueco entubado. Buen potencial de petróleo en “Us”, BT, “M2”.

“Us”: 8876’-8886’ (10’) @ 5 DPP

CAMPO CUYABENO (Ver Cuadro 4.10)

CUY 13D

Corren registros de cementación: CAST-F, CBL, MSG, CCL, GR. Se observó cemento bueno en zona de interés.

Arena “Us” a 5 DPP (7921’ – 7945’) (24’)

Arena “Ui” a 5 DPP (7997’ – 8020’) (23’)

CUY 28D

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL - GR – CCL. Se observo buen cemento.

“Ui” 8244’ – 8258’ (14’) a 5 DPP

El 22 de Noviembre del 2010, se realizó cementación forzada a la arena “Ui”, Asientan retenedor de cemento a 8197’.

Realizan cementación forzada en arena “Ui” con 110 sxs de cemento tipo “G” + aditivos, 20 Bls de lechada de 15 LPG, 4 Bls a la formación, 12.2 Bls Reversados, 6 Bls En la cámara, BPM = 0.3 a 2500 PSI, presión de cierre = 3600 PSI.

Se corre registros de de cementación: CCL – CBL – GR Espectral. Se observó buena calidad de cemento.

Punzonan el intervalo 8244’ - 8251’ (7’) de arena “Ui” a 5 DPP con cañones de 7”.

Con cable eléctrico punzonan los intervalos 8390’ - 8398’ (8’) de arena “Ts” y 8190’ – 8200’ (10’) de arena “Us” a 5 DPP con cañones de 4 1/2”.

CUY 29D

Se Corren registros de control de cemento: USIT - CBL – VDL - GR – CCL. Presenta irregular calidad de cemento en zonas de interés.

“Ts” 8258’ – 8263’ (5’) a 5 DPP

8266’ – 8273’ (7’) a 5 DPP

8278’ – 8284’ (6’) a 5 DPP

8287’ – 8298’ (11’) a 5 DPP

CUY 30D

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL - GR – CCL. Se observó buen cemento en la zona de interés.

Arena “Ui” 8142’ – 8162’ (20’) a 5 DPP

CUY 31D

Se Corren registros de control de cemento: CAST - CBL – V- VDL – GR.
Se observó buen cemento en la zona de interés.

Arena “Ts” 8314’ – 8324’ (10’) a 5 DPP

Arena “Us” 8129’ – 8144’ (15’) a 5 DPP

CUY 32D

Se Corren registros de control de cemento: SBT - CCL – GR – VDL. Se observó buen cemento.

Arena “Ui” 8413’ – 8428’ (15’) a 5 DPP

CUY 33D

Se corren registros de control de cemento: CBL – VDL - GR – CCL. Se observó buen cemento.

Arena “Ti” 8692’ – 8708’ (16’) a 5 DPP

Arena “Ts” 8641’ – 8653’ (12’) a 5 DPP

Arena “Ui” 8542’ – 8550’ (8’) a 5 DPP

Arena “Um” 8514’ – 8524’ (10’) a 5 DPP

CUY 34D

Se Corren registros de control de cemento: CAST - CBL – MSG - GR – CCL. Se observó buen cemento.

Arena “Ui” 7898’ – 7930’ (32’) a 4 DPP

CUY 35D

Se Corren registros de control de cemento: CAST - CBL – MSG - GR – CCL. Se observó buen cemento.

Arena “Ui” 8079’ – 8109’ (30’) a 4 DPP

CUY 36D

Se corren registros de control de cemento: USIT - CBL – CCL - CCL – GR
Se observó cemento malo.

Punzonan el intervalo 8246’ – 8250’ (4’) a 4 DPP para cementación forzada.

Se corre registro de cementación USIT - CBL – CCL – GR. Se observó buen cemento

Arena “Ui” 8203’ – 8220’ (17’) a 5 DPP

CUADRO No 4.10 - HISTORIALES DE LOS POZOS VHR - CUYABENO

POZOS	VOL. LEAD (Bls)	VOL. TAIL (Bls)	TIPO CEMENTO DESPLAZAM ENTO CALCULADO (Bls)	EXCESO (%)	DIAMETRO EQUIVALEN TE (PLG)	DIAMETRO EXTERNO (PLG)	TIPO	CENTRALI ZADORES	STOP RINGS	PRESION FINAL DE TAPON (PSI)	SQUEEZE	DISPARADO	ARENAS PRODUCTORAS - INTERVALOS DISPARADOS					OBSERVACIONES	
VHR-12D	88	49	G	340	10	9,4 9	7	Csg. Superficial	9	18	2300	SI	3	8618' – 8622' (U y T - 4')	8588' – 8592' (U 4')	8130' – 8134' (BT 4')	8580' – 8592 (Us 12')		Mal cemento en zonas de interés de 8858' – 8250', Buen cemento desde 8250' – 7300'. Se cañoneo 3 veces en intervalos diferentes, T, U, U, BT, Us. Mejoría de cemento en T y U.
VHR-16	147	75	G	315	10	11,4 2	7	Csg. Superficial	NO	NO	2300	NO	0	7489' – 7495' (BT 6')	7502' - 7506' (BT 4')	8128' – 8133' (Ts 5')	8034' – 8038' (Ui 4')	7980' – 7985' (Us 5')	Buen cemento en zonas de interés (T, Ui, Us y BT).
VHR-18D	83	35	G	212	15	9,2 6	7	Liner	9	18	NO ASENTÓ	SI	3	8579' – 8581' (2')	8386' – 8388' (2')	Us" 8362' - 8372' (10')	"Us" : 8354' - 8362' (8')		No asentó el tapón. Presencia de mal cemento en zonas "M2", "Us", "Ui", "Ti" y cemento moderado en zonas "M1", "BT". 8654'-6654' (2000') presenta cemento malo. Realizan Sqz en Us, último trabajo
VHR-19D	62	35	G	331	-	-	7	Csg. Superficial	9	18	3000	SI	1	8411' - 8414' (Us)	8418' - 8422' (Us)	8593' - 8600' (Ti)	8321' - 8329' (M-2)	"Ti" 8612' – 8616' (4')	Hubo pérdida de circulación 240 Bls, sin recuperación. Buen cemento en zona de interés "Us". SQUEEZE en arena Ti.
VHR-20	0	82	G	314	10	11,16	7	Csg. Superficial	15	30	2300	NO	0	"Ti" 8144' – 8150' (6')	"Ui" 8003' – 8011' (8')		"Us" 7950' – 7964' (14')		Cemento bueno en las zonas de interés Ti, Ui, Us. No se bombeo lechada de relleno por daño de compresores H.
VHR-21D	111	43	G	212	15	10,05 4	7	Liner	9	18	3000	SI	1	"Ui" 8741' – 8750' (9')		8544' - 8760' Ui-Um			Cemento bueno en las zonas de interés Ui. Se realiza tapón balanceado presurizado.
VHR-22D	116	45	G	340, 6	0	9,4 8	7	Csg. Superficial	8	13	2100	NO	0	"BT": 7968'-8002' (34')					Cemento regular en zona de interés BT.
VHR-23	86	84	G	599, 5	50	13,3 71	9 5/8	Csg. Superficial	19	38	2600	NO	0	"Us" 7902' – 7922' (20')					Buen cemento Us.

VHR-24D	94	41	G	357	10	9,06 8	7	Csg. Superf icial	12	12	2330	NO	0	"Us" 8876'-8886' (10')				Cemento bueno en las zonas de interés Us.
CUY-13D	89	60	G	207	10	10,0 32	7	Liner	11	22	3400	NO	0	"Us" 7921' – 7945' (24')		"Ui" 7997' – 8020' (23')		Cemento bueno en zona de interés Us, Ui.
CUY-28D	168	67	G	238	10	9,49	7	Csg. Superf icial	14	14	2630	SI	1	"Ui" 8244' – 8258' (14')		8244' - 8251' (7') Ui		Buen cemento Ui. Primera cementación forzada a Ui.
CUY-29D	17	34, 5	G	208,6	10	9,36	7	Liner	10	10	NO REGIS TRA	NO	0	8258' – 8263' (5')	8266' – 8273' (7')	8278' – 8284' (6')	8287' – 8298' (11')	Presenta irregular calidad de cemento en zonas de interés Ts.
CUY-30D	111	35	G	211	10	9,28	7	Liner	6	6	2950	NO	0	8142' – 8162' (20')				Buen cemento Ui.
CUY-31D	88	35	G	208	-	-	7	Liner	8	8	TEORI CO CALCU LADO	NO	0	8314' – 8324' (10')		8129' – 8144' (15')		Buen cemento Ts Y Us.
CUY-32D	80	48	G	211	-	-	7	Liner	10	10	3000	NO	0	8413' – 8428' (15')				Buen cemento Ui.
CUY-33D	81	32	G	206	15	9,52 6	7	Liner	10	10	2700 + 200Bls	NO	0	8692' – 8708' (16')	8641' – 8653' (12')	8542' – 8550' (8')	8514' – 8524' (10')	Buen cemento Ti, Ts, Ui Y Um. Adición de CemNet en lechada lead como aditivo anti perdida.
CUY-34D	103	39	G	200	10	9,45 4	7	Liner	4	8	2400	NO	0	7898' – 7930' (32')				Buen cemento Ui. Se saco liner a superficie.
CUY-35D	87	40	G	396	15	9,32 5	7	Liner	7	7	2200	NO	0	8079' – 8109' (30')				Buen cemento Ui.
CUY-36D	96	36	G	108	12	9,60 9	7	Liner	9	9	NO ASIEN TA	SI	1	8246' – 8250' (4') Ui		8203' – 8220' (17')		Cemento malo Ui. Buen cemento Ui después de squeeze. No se observo asentamiento del tapón.

FUENTE: Recaps Técnicos Schlumberger.

REALIZADO POR: Nicolás Yépez C

Capítulo V

5. CEMENTACIÓN TECNOLOGÍA CemCRETE

CemCRETE se refiere al diseño de lechadas con cantidades necesarias de aditivos, más ciertas cantidades de partículas o polímeros, que ayudaran a una mejor consistencia de la lechada, mejorando su reología como la suspensión, logrando así una menor porosidad y permeabilidad a la vez que restringe la perdida de agua de mezcla, haciendo de esta una buena cementación de las paredes de la formación.

Para el Ecuador, estas son nuevas tecnologías aplicables en la cementación de los pozos, donde se explicara algunos tipos de lechadas para estos campos que tienen las características necesarias para utilizarla.

Se considero tres tipos de lechada de la tecnología CemCRETE:

- DensCRETE
- LiteCRETE
- ULTRALiteCRETE
- FlexSTONE

Hay diversos factores que inciden tanto en la perforación de un pozo como en la cementación y en la vida productiva, en la cementación por ejemplo inyección de gas, cambios de temperatura durante la producción, cambios de presión, cambios en la formación por tectónica, completación de los pozos, perforación, etc. Estos factores podrían producir en el cemento fracturas, es decir, agrietamiento del cemento, micro anillos, perdida de aislamiento zonal, comunicación entre zonas productoras,

perdida de adherencia entre el cemento – tubería de revestimiento y formación.

Cuando hay un aumento de la presión o la temperatura en el pozo, la tubería de revestimiento se expandirá hacia el exterior. Esta expansión hacia el exterior aunque relativamente pequeña, en el cemento genera tensiones de tracción en el cemento.

La relación entre la deformación del cemento y la tensión generada está regida por el módulo de Young (E) del material. Cuanto menor sea el módulo de Young más fácil es para "estirarse" o "contraerse" un material y menor será la tensión generada cuando un material se estira por una cantidad dada. Típicamente para cemento y roca el módulo de Young se determina por una medición en la compresión, es el método más sencillo. Cuando el cemento no tiene la flexibilidad (es decir el módulo de Young es demasiado alto) para moverse con el cambio de diámetro interno, las tensiones son inducidas en el revestimiento de cemento y el cemento falla en tracción.

En forma similar en formaciones blandas que rodean la tubería de revestimiento de cemento no proporcionará suficiente apoyo, faltaría tracción o empuje al cemento. La tubería de revestimiento es dura, el soporte se da a la tubería con el cemento es mayor, y por lo tanto el revestimiento de cemento se pondría en un estado de compresión. Se establece que la resistencia a la compresión del cemento es de alrededor de 10 veces mayor que el de la resistencia a la tracción, entonces la tubería de revestimiento de cemento está sujeto a cambio de campo de tensiones de esfuerzos tangenciales.

5.1 DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Es una Tecnología que utiliza la distribución del tamaño de las partículas (Fig. 5.1), diseñadas para aumentar el contenido de sólidos del polvo, disminuyendo el espacio perdido entre los granos. Por ingeniería la composición química de los granos de cemento, así como su tamaño, con

lo que mayores niveles de lechada de cemento y el rendimiento conjunto son alcanzables.

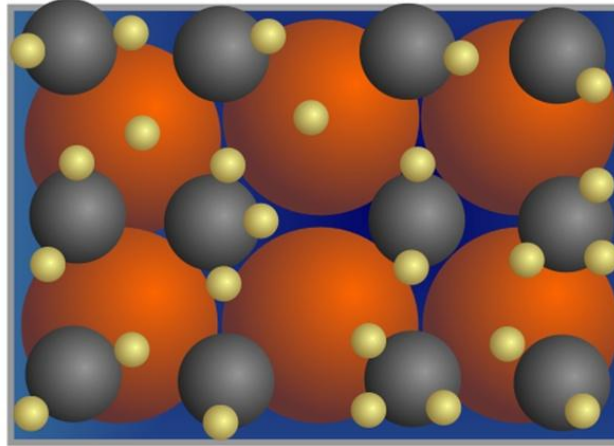


FIGURA No 5.1 – Arreglo de partículas CemCRETE.
FUENTE: Paper Tecnología CemCRETE SCHLUMBERGER.

Usando PVF (Fracción de Volumen de Empaque), se puede lograr en un diseño de la lechada dado que los aditivos necesarios (pérdida de líquido, etc.) será menor; la proporción de partículas optimizado presenta el efecto de rodamiento de bolas, una reología mejor para la suspensión. Además, un alto contenido de sólidos convierte directamente en una menor porosidad de la suspensión y baja permeabilidad. Embalaje optimizado (es decir partículas del medio de llenado en los huecos entre las partículas gruesas y luego las partículas finas de relleno en los huecos dejados entre el medio y las partículas gruesas) significa que hay una red de partículas que impedirá cualquier sedimentación de las partículas individuales dentro de la masa de las partículas y también restringir el agua de la mezcla salga fácilmente.

Los espacios vacíos se llenan con partículas y la porosidad es inferior para un 40 a 45% en comparación con una clase G ordenada de 59% de porosidad.

DensCRETE

En el sistema DensCRETE, la alta temperatura y alta presión de cementación se simplifica. Este sistema tiene un rango de 17 - 24 libras /

galón, 3,3 SG (gravedad específica) que se puede diseñar con menor concentraciones de aditivos, tiene una estabilidad mejorada y mejora las propiedades de los fluidos, lo que da un mejor control del pozo durante la cementación.

En lechadas pesadas alcanza buenos valores reológicos, usado con un aditivo TXI para cementos ligeros, posee una alta fuerza de compresión, lo cual puede alcanzar 14000 PSI en 24 horas.

Las aplicaciones de esta lechada son:

- Posición de tapones en formaciones duras
- Alta presión en medio poroso
- Ambiente corrosivo

El rango de densidades puede variar dependiendo del tipo de aditivo que se utilice, por ejemplo:

De 17 a 21 lbm / gal (extensión a 28 lbm / gal es posible).

De 17 a 17.5 lbm / gal: la mezcla seca de D166 - Cemento - D178.

De 17 a 24 lbm / gal: la mezcla seca de D165/D166 - cemento - D178 D157.

(Micromax - tetróxido de manganeso) podría ser añadido después del agua de mezcla para aumentar la densidad. Se podría añadir en la mezcla seca para mejorar la estabilidad durante los 300° F.

Las principales características están en la colocación o puesta de la lechada, que es el principal problema, incrementa el SVF (fracción de volumen sólidos), el uso de D153 o bentonita, existiendo un compromiso entre la fracción en volumen en lechada sólida y viscosidad plástica.

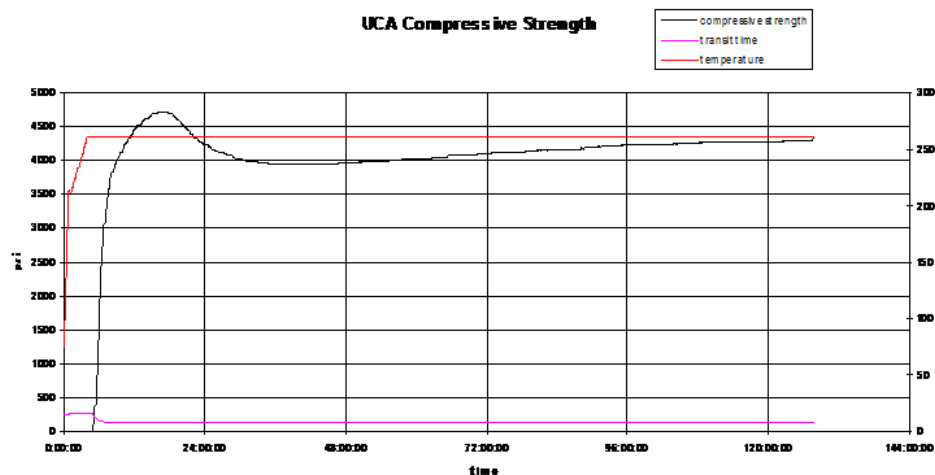


FIGURA NO 5.2 - FUERZA DE COMPRESIÓN POR EL SISTEMA UCA.
FUENTE: Paper Tecnología CemCRETE SCHLUMBERGER.

Esta tecnología aplica a bajas presiones de fricción, presiones bajas de colocación, ratas de colocación altas, tiempos bajos de WOC (Tiempo de espera para el fraguado) y reduce los costos de cementación.

LiteCRETE

Este es un tipo de lechada liviana, con muy baja densidad (figura 5.3) que se mezcla para producir lechadas entre 7,5 y 13,4 lbm / gal. La densidad de la lechada para el sistema está determinada por la densidad de mezcla seca. Para obtener densidades de diferentes mezclas de partículas donde se utilizan en diversas proporciones.

Para simplificar la selección, las densidades de los purines se dividen en 4 partes. Se debe recordar que estas partículas son selecciones para un diseño de la lechada buena. Sin embargo, alguna desviación del diseño es posible, pero las pruebas a fondo se pueden hacer.

Los rangos de densidades de lechada son:

- <8,7 ppg
- 8,7 -10,5 ppg
- 10,5 a 12,0 ppg
- 12,0 a 13,0 ppg

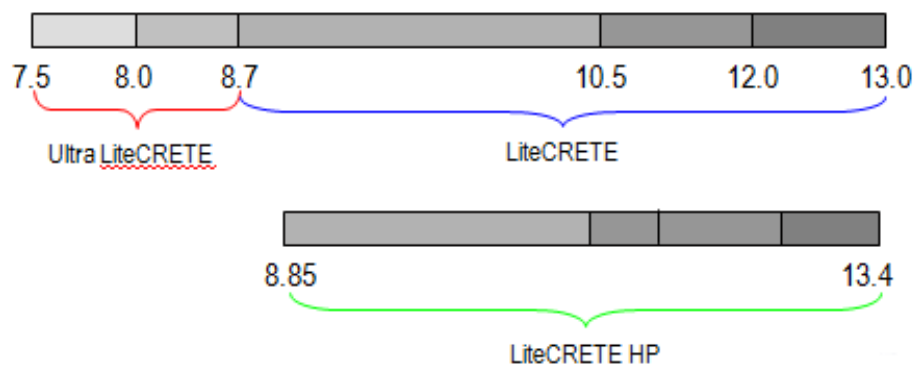


FIGURA NO 5.3 – CUADRO DE DENSIDADES LITECRETE.
FUENTE: Paper Tecnología CemCRETE SCHLUMBERGER.

Todos los sistemas usan partículas gruesas, medianas y finas, en los siguientes sistemas se describen las partículas que se utilizaran:

ULTRALiteCRETE

Este sistema utiliza partículas medias, finas y micro finas.

Esta lechada está por debajo de 8,0 lbm / gal y se compone de los siguientes componentes:

La mezcla tri-modal se compone de los siguientes componentes:

Micro-fino: D163 - Micro-cemento – BVOB (por el volumen de mezcla) 12.8% que se tiene una buena resistencia a la compresión.

Fina: D189 (preferible) o Clase G - 08.12% de cemento BVOB de resistencia a la compresión adicional

Media - D188 - Micro-burbujas de vidrio: 80-85% BVOB (por el volumen de mezcla). La densidad de estas partículas se fija en 0,38 SG + / - 0,02 SG.

El límite de presión es de 4000 PSI. Pero D188 no se rompe antes de 2000 psi. El tamaño es de 40 micras. El BVOB% (porcentaje del volumen de mezcla) de D188 se ajusta para alcanzar la densidad de la lechada. El BVOB en porcentaje del micro-cemento a continuación, afectada en consecuencia. La disminución de la BVOB% de la D188, aumenta la BVOB en porcentaje de cemento y consiguiente mejora la resistencia a la compresión.

A continuación 8.7 lbm / gal se compone de los siguientes componentes:

En sistemas convencionales de LiteCRETE, la mezcla de tri-modal se compone de los siguientes componentes:

Fina: D163 o D189 - Micro / Fina de cemento - BVOB> 10% (D163), BVOB> 14% (D189) que tienen buena resistencia a la compresión.

Media - D188 - Micro-burbujas de vidrio: + / - 30% BVOB. La densidad de estas partículas se fija en 0,38 SG + / - 0,02 SG.

Grueso: D124 - LITEFIL: BVOB 55%. Este porcentaje se fija en la formulación de fabricación.

Para el diseño de LiteCRETE, entre 8,7 y 10,5 lbm / gal La mezcla es el mismo que el anterior, excepto el hecho de que partículas del medio 2 se utilizan: Clase G y D188. D124 se ha fijado en un 55% BVOB. BVOB% de D188 se utiliza para ajustar la densidad de la lechada. El cemento Clase G se ve afectada en consecuencia. Un mínimo del 10% de los BVOB D163 o D189 14% es necesario para diseñar lechadas LiteCRETE competentes en estos intervalos de densidad.

Nota: En la densidad 10lbm/gal, hay un cambio en componentes de la mezcla a fin de lograr la densidad requerida. Para obtener la densidad requerida y embalaje fracción de volumen, es necesario utilizar D124 (grueso), D179 (versión medianas empresas de la D124), la Clase G (medio) y D189 (muy bien). Por debajo de 10 lbm / gal, hay entonces un desplazamiento hacia el uso D188, sin embargo, el costo interno de D188 es alta, así que donde D179 puede ser utilizado a bajas densidades, un costo menor de mezcla se puede lograr, sino que se venden al cliente en el mismo que el anterior D188 que contiene el precio de mezcla.

En sistemas convencionales de LiteCRETE, entre 10.5-13 lbm / gal, la mezcla de tri-modal se compone de los siguientes componentes: Fina: D178 - sílice cristalizada: BVOB 10% Medio: Clase de cemento G: 35% BVOB Grueso: D124 - LITEFIL: BVOB 55%. LITEFIL cenosferas son huecos (subproducto de las centrales eléctricas que utilizan carbón). Por lo tanto, las esferas LITEFIL tienen una limitación de presión de 5000 psi.

La densidad de LITEFIL normalmente varía entre 0,68 a 0,85 SG. En la calculadora de la CemCRETE BVOB% LITEFIL se ajusta para llegar a la densidad de la lechada. Por ejemplo, 10.5 lbm / gal mezcla LiteCRETE con un 57% la fracción de sólidos tiene + / - 63% de los BVOB LITEFIL. El BVOB% de LITEFIL depende también de la gravedad específica de la verdadera LITEFIL utilizado. En consecuencia, el más claro es el LITEFIL el menor que necesita para lograr la densidad de la suspensión diseñada. Para densidades entre 10-11 lbm / gal D154 o D155 se puede utilizar para mejorar la estabilidad y resistencia a la compresión.

Para aplicaciones de alta presión de D181 o D196 reemplaza al D124 (para >5000 psi), y el D195 reemplaza al D188 como la fracción de tamaño medio hasta al menos 10.000 PSI BHP.

FlexSTONE

Es una tecnología que sirve para mejorar el aislamiento de las formaciones del pozo mediante el ajuste de las propiedades mecánicas de la configuración del sistema de lechada, para satisfacer los requisitos específicos. Usando este enfoque, las propiedades mecánicas y el grado de expansión están diseñados para proporcionar aislamiento zonal a largo plazo, basado en los cambios esperados en el pozo tensiones debidas a los cambios de temperatura y presión.

Aplicaciones

Las principales aplicaciones de la tecnología FlexSTONE son:

- Aislamiento zonal durable en los pozos, sujeto a cambios en la presión de fondo de pozo y temperatura,
- Aislamiento de gas
- Tapones de Cemento para el abandono,
- Las uniones Multilaterales,

- Entornos tectónicamente activos y las zonas donde la subsidencia o compactación puede causar falla de la tubería de revestimiento.

Sistemas FlexSTONE están diseñados siguiendo las normas de tecnología CemCRETE utilizando partículas en tres diferentes rangos de tamaño de partícula de la siguiente manera:

- Las partículas finas (tamaño medio de partícula <10 micras) se utilizan en concentraciones de BVOB 10% a 20%.
- Las partículas medianas (tamaño medio de partícula de 30 micras a 60 micras) se utilizan en concentraciones de 30% a 40% BVOB.
- Las partículas gruesas (tamaño medio de partícula 100 micras a 500 micras) se utilizan en concentraciones de 40% a 55% BVOB.

Propiedades Mecánicas

Las propiedades mecánicas de un sistema FlexSTONE se determinan por varios parámetros:

- Concentración de partículas Flexible - cuanto mayor sea la concentración de los más bajos del módulo de Young. La concentración de partículas flexible debe ser entre 20% y 55% BVOB. Una concentración mínima de 20% BVOB se requiere para dar una disminución medible en el módulo de Young.
- Tipo de partícula Flexible -para un volumen dado de aditivo D196 da a los sistemas con un bajo módulo de Young y menor resistencia a la compresión que los sistemas con D181.
- Cemento tipo y la concentración- la mayor concentración de cemento. Cuanto mayor es el módulo de Young

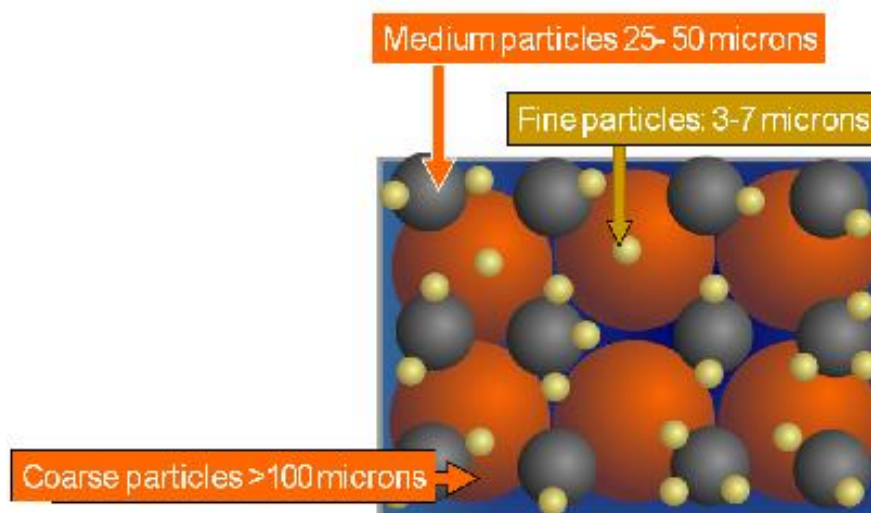


FIGURA NO 5.4 – ARREGLO PARTÍCULAS FLEXSTONE.
FUENTE: Paper Tecnología CemCRETE SCHLUMBERGER.

Por debajo de esta concentración, la resistencia a la compresión puede ser insuficiente y por encima de esta concentración el módulo de Young puede ser demasiado alto.

- Fracción de Volumen Sólidos - A mayor SVF Cuanto mayor es el módulo de Young. El SVF de sistemas FlexSTONE se elige típicamente entre 55% y 60%.
- La temperatura de curado (BHST).

Este sistema se formula usando el volumen de empaque optimizado en concepto y generalmente tendrá una permeabilidad más baja que los sistemas convencionales a densidades por debajo de aproximadamente 1.800 kg/m³ [15 lbm / gal].

El uso de ciertos aditivos químicos puede dar lugar a la nucleación y crecimiento de ciertas especies minerales dentro de la matriz de cemento. La expansión controlada de cemento puede ayudar a sellar micro espacios anulares entre el revestimiento de cemento y la tubería de revestimiento o la formación.

En el pozo, el cemento está restringido por la tubería de revestimiento, la formación y en consecuencia una vez que el cemento se ha expandido para eliminar espacios vacíos, la expansión adicional se traduce en una reducción de la porosidad interna del cemento.

5.2 PRUEBAS DE LABORATORIO

Las pruebas de laboratorio del cemento y material de cementación es una parte esencial de los procesos de cementación.



FIGURA NO 5.5 –LABORATORIO SCHLUMBERGER.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Las pruebas empiezan con el control del cemento y el aditivo fabricado, la calidad y continuidad se realizan a través del diseño de lechadas en el laboratorio.

Las muestras son obtenidas de la planta de cemento, la mezcla es preparada y las muestras son tomadas de los silos de almacenamiento. Las muestras que son obtenidas de campo pueden ser usadas para examinarlas en el laboratorio, pueden servir para investigaciones de post tratamiento.

Existen dos tipos de pruebas de cemento y materiales de cementación: Evaluación de rendimiento y Caracterización química. La típica prueba de rendimiento de evaluación primaria de cemento en laboratorio es a través de mediciones físicas de lechadas específicas y propiedades de puesta de cemento, simuladas bajo condiciones de pozo. Este tipo ocurre principalmente durante el diseño de mechada y ejecución de almacenamiento del tratamiento de cementación.

La caracterización química envuelve análisis cuantitativos y cualitativos de los componentes de la lechada, antes y después de la mezcla para asegurar la susceptibilidad para su uso.

Técnicas analíticas son usadas para el control de calidad propuestas en el punto de fabricación para determinar los componentes de un sistema de mezcla de cemento seco que son presentadas cuantitativamente y son mezcladas a fondo de la planta bulk (volumen o tanque volumétrico). Tales técnicas son también usadas para control de calidad en la mezcla de agua en la locación.

Las pruebas de laboratorio son descritas en las normas API RP 10B (Instituto Americano del Petróleo) y ASTM Standard C151 (Métodos de Pruebas Standard por Auto cable Para cementos Portland).

Preparación de la lechada

Los procedimientos de los equipos especificados y operacionales para la preparación de lechadas de cemento para pozos en el laboratorio están contenidas en la norma API RP 10B. La mezcla es a dos velocidades, una licuadora específica se usa (blender mixer), sus especificaciones son proporcionadas por la velocidad de las hélices, tamaño de lote, tipo de cuchilla y tiempo.



FIGURA No 5.6 – Mezcla aditivos químicos.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.



FIGURA No 5.7 – Mezcla en Blender Mixer.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Usualmente 600 ml (mililitros) de lechada son preparados. La licuadora es operada a 4000 rpm por 15 segundos, tiempo en el cual todos los sólidos de cemento deberían ser añadidos en el agua de mezcla, por 35 segundos subir a 12000 rpm. Las lechadas de cemento son muy abrasivas, se monitorea cuidadosamente la condición de la licuadora que es esencial. Con este método, los materiales secos son uniformemente mezclados con el cemento antes de la adición del fluido de mezcla, es decir, se mezcla el agua además de cualquier adición de líquidos.

Para la preparación de lechadas que contenga micro esferas o nitrógeno como extendedores, las micro esferas son huecas y muy fácilmente se rompen, consecuentemente una mezcla es operada por debajo de las 4000 rpm. Para la preparación de estas se añade las micro esferas envueltas en los sólidos de mezcla seca con el agua dentro de 30 segundos vistas a 4000 rpm, adicionalmente se aumenta el tiempo a 5 minutos la mezcla a 4000 rpm.

Para realizar un diseño de lechada en laboratorio se ve ciertas propiedades tales como:

- Densidad
- Reología
- Perdida de Fluido, Control de filtrado

- Agua libre y Sedimentación
- Resistencia a la compresión
- Tiempo de espaciamiento (TT)
- Expansión y Contracción

Densidad

El procedimiento utiliza una densidad de equilibrio de los fluidos presurizados, la lechada es vertida dentro de la copa y una tapa es roscada a presión.



FIGURA NO 5.8 – BALANZA PRESURIZADA.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Un contenedor presurizado se llena con lechada, se coloca la tapa y la presión es aplicada hasta colapsar las burbujas de aire arrastradas en la lechada. Entonces, el dispositivo es puesto sobre un fulcro y un peso corredizo es ajustado hasta que ambos lados son balanceados. La corrida es calibrada en unidades de densidad.



FIGURA NO 5.9 – TOMA DE DENSIDAD EN BALANZA.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Reología

Un viscosímetro de cilindro coaxial rotacional es el aparato usado para hacer mediciones de la reología de las lechadas de cemento.

La lechada es preparada en la licuadora (blend-type mixer) acorde al diseño hecho por ingeniería, inmediatamente después de de la mezcla, se coloca en un recipiente la lechada a condiciones atmosféricas o un consistómetro presurizado para pre-acondicionar.

La temperatura del contenedor debe ser al ambiente inicialmente para evitar un choque de temperatura debido a la sensibilidad de los aditivos. Entonces la lechada es puesta a prueba de temperatura y estirada por un periodo de 20 minutos. Si una pre-acondicionamiento fue hecha en un consistómetro a una elevada presión y temperatura, la lechada puede ser enfriada tan rápido como sea posible a 190 °F (88 °C) antes que el contenedor sea abierto.

La lechada es puesta en una copa hasta una línea señalada. Con la hélice girando a baja velocidad, la copa es elevada hasta que el nivel del líquido alcance la línea inscrita sobre la hélice. Esta operación minimiza la gelatinización y asegura distribución uniforme de la lechada.

Después que la temperatura es anotada, marcas de las lecturas son anotadas a varias velocidades de rotación de la hélice, las lecturas deben

ser tomadas primero en orden ascendente y entonces en orden descendente.



FIGURA NO 5.10 – VISCOSÍMETRO DE FANN Y CRONOMETRO.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Perdida de Fluido, Control de Filtrado

Es la medida de la pérdida de fluido en una lechada cuando esta se deshidrata durante o inmediatamente en un trabajo de cementación. Después de simular las condiciones del pozo, la prueba de lechada es puesta en una celda de calentamiento y sujeta a 1000 PSI o diferentes presiones.

La medida de la perdida de filtrado es a través de una filtración media estándar, el área de filtración es 3.5 plg^2 , después de 30 minutos el volumen colectado de filtrado es anotado. El reporte del valor de la perdida de fluido es igual al volumen colectado del filtrado multiplicado por dos.



FIGURA NO 5.11 – EQUIPO PARA TOMA DE CONTROL DE FILTRADO.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Si todo el filtrado pasa a través de la malla en menos de 30 minutos, la siguiente ecuación es usada para calcular este volumen:

$$(q_{API})_{calc} = 2V_t \left(\frac{5.477}{\sqrt{t}} \right)$$

Donde:

V_t = volumen del filtrado (mL) colectado en un tiempo t (minutos).

5.477 = es una constante adimensional.

Esta prueba también es presentada en una celda estática calentada. Antes de la prueba de filtración, la lechada acondicionada debe ser presentada en un consistometro presurizado, en una celda especial o si la temperatura es menos que 194 °F (90° C).



FIGURA NO 5.12 – MANÓMETRO DE EQUIPO DE CONTROL DE FILTRADO.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Agua Libre y Sedimentación

Cuando una lechada no está en movimiento por un periodo de tiempo antes de la puesta en el pozo, el agua se puede separar de la lechada, migrar por encima y acumularse en bolsones o en la superficie de la columna. Esta separación puede perjudicar a la zona de aislamiento, particularmente en una alta desviación del pozo.

Esta medida se hace en el laboratorio usando un cilindro graduado como simulación del pozo. El procedimiento permite acondicionar la lechada a elevadas temperaturas y presiones. La duración de la prueba es en dos horas, medidas en el momento que se coloca en el cilindro graduado. Para temperaturas menores de 176 °F (80°C), el tubo graduado es puesto en una cámara de prueba precalentada o pre enfriada.

Para altas temperaturas el tubo graduado es puesto en un pre calentamiento, una cámara es llenada, la que es mantenida a una presión suficientemente alta para prevenir reventones.

Para simular la desviación de los pozos, muchos operadores orientan el cilindro graduado en el ángulo de la desviación del pozo. Un incremento del fluido libre es usualmente observado en tal situación, sin embargo no hay un claro entendimiento de cómo el fluido libre depende sobre el peso de la columna.



FIGURA NO 5.13 – PROBETA DE 250 ML PARA PRUEBA DE AGUA LIBRE.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Para la prueba de sedimentación, la lechada es puesta en un tubo de sedimentación (figura 5.13), se llena la probeta graduada hasta el máximo de milímetros y es puesta en un baño de agua y precalentada para anticipar la temperatura del pozo. La temperatura es ajustada a un cambio simulado a condiciones de fondo. Después de un apropiado periodo de cura, usualmente 24 horas. El cemento es rebanado entre varios segmentos. la densidad de cada segmento es medida y el porcentaje de la diferencia de densidad es medida entre la muestra de líquido y la puesta, que es calculada usando la siguiente ecuación:

$$\Delta P = \left(\frac{\rho_{cem} - \rho_{lechada}}{\rho_{lechada}} \right) * 100$$

Dónde:

P_{cem} = densidad de cemento

$P^{lechada}$ = densidad del lechada.



FIGURA NO 5.14 – LECHADA CURADA PARA PRUEBA DE SEDIMENTACIÓN.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Resistencia a la Compresión

Las pruebas de lechada son preparadas en un proceso de mezcla, puestas en moldes cúbicos de 2 pulgadas y curadas por varios periodos de tiempo a específicas temperaturas y presiones.



FIGURA NO 5.15 – CUBOS DE LECHADA PARA PRUEBA DE RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

La puesta de cemento en cubos o cilindros los que son removidos de los moldes y colocadas en prensas hidráulicas, donde el incremento de carga uniaxial es ejercida sobre cada unidad de falla. La fuerza de compresión es cuando calculamos dividiendo la carga a la cual la falla ocurrida por el

cruce del área seccional de la muestra. Esta prueba se la realiza a 3000 PSI de presión.

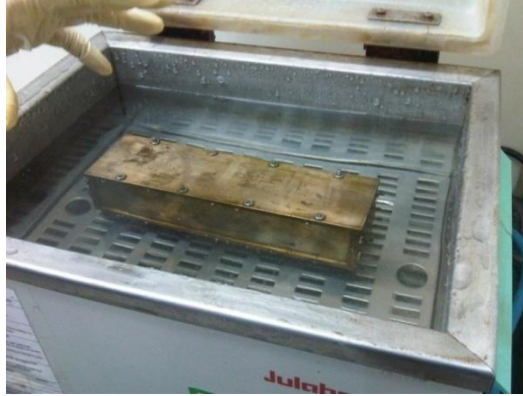


FIGURA NO 5.16 – CURACIÓN DE LECHADAS A BAÑO MARÍA.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Cuando una muestra de cemento es puesta en una presa hidráulica para la medición de compresión, el flujo de carga es regulada de acuerdo a la compresión anticipada de la muestra. Para muestras con grandes fuerzas de compresión o igual a 500 PSI, la carga de flujo es de 4000 PSI/minuto. Para muestras menos de 500 PSI, la carga de flujo debe ser de 1000 PSI/minuto.



FIGURA NO 5.17 – PRUEBA DE COMPRESIÓN EN PRENSA HIDRÁULICA.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Tiempo de Espaciamento

Esta prueba está diseñada para determinar la cantidad de tiempo que una lechada de cemento es bombeable, el fluido es simulado a condiciones de presión y temperatura.

La prueba de lechada es evaluada en un consistometro presurizado, donde mide la consistencia de la lechada contenida en un cilindro que gira mientras se simula las condiciones de pozo. El consistometro es capaz de simular las condiciones del pozo hasta de 400 °F de temperatura y 25000 PSI de presión.

Las pruebas de lechada son hechas en un consistometro atmosférico donde se obtiene el tiempo de espaciamento, también se logra el tiempo en que la lechada endurezca, es decir fragüe. La medida de esta se obtiene en unidades Bearden (Bc), es una cantidad adimensional, no con un factor de conversión directo para unidades más comunes de viscosidad tal como pascales o Poise.



FIGURA NO 5.18 – CONSISTOMETRO HP DE ALTA PRESIÓN Y TEMPERATURA.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

El final de esta prueba se da cuando la lechada de cemento ha alcanzado una consistencia de 100 Bc, sin embargo generalmente, se tiene como una máxima consistencia de bombeo de 70 Bc.

La presentación en la figura 5.19, la consistencia a menudo empieza plana, con una baja consistencia en pocas horas, entonces como la

lechada es puesta, la consistencia empieza con un leve incremento, continúa hasta que llega a los 100 Bc. El tiempo en el cual la consistencia empieza a incrementarse es llamado “punto de desviación”.

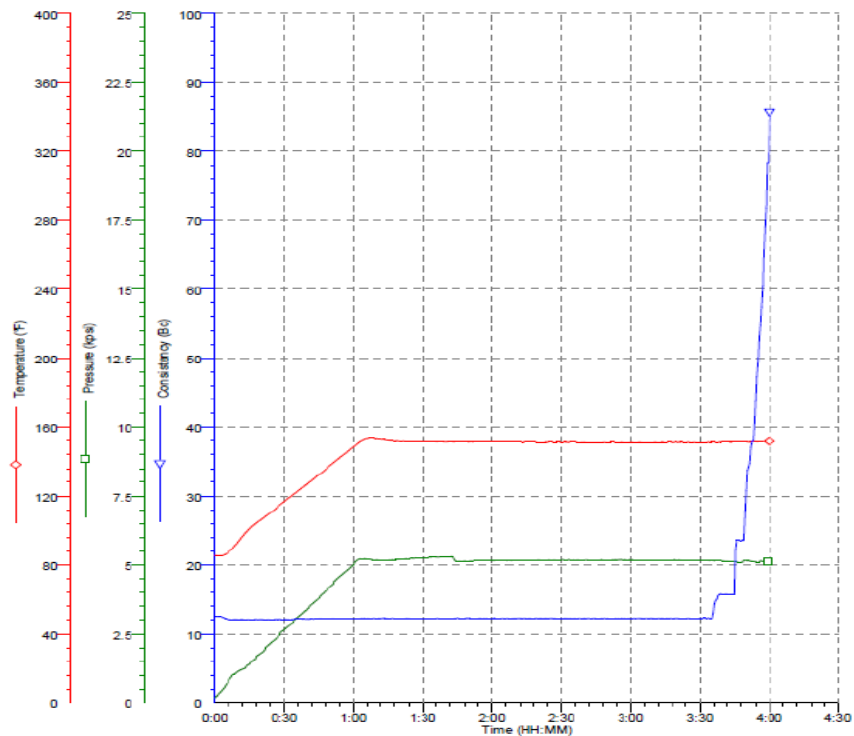


FIGURA NO 5.19 –PRUEBA DE CONSISTOMETRO EN PROGRAMA.
FUENTE: Reporte de Laboratorio SCHLUMBERGER.

Las pruebas hechas en el laboratorio, en el consistómetro sobre los tiempos de espaciamento pueden diferir del tiempo cuando la lechada ya está puesta en el pozo. La presión y temperatura puede tener efectos en la medición del tiempo de espaciamento, durante los trabajos de cementación, la lechada está expuesta a cambios de presión y temperatura, la cual, la medición puede tener dificultades.

Variaciones comunes deben ser tomadas incluyendo la profundidad del pozo, gradiente geotermal, duración anticipada del trabajo de cementación y los efectos de las operaciones presentadas antes de la cementación.

Expansión y Contracción

Este procedimiento desarrollado por la industria del concreto, envuelve la colocación de la lechada entre un molde tipo barra y curándolo en presión atmosférica submarina. La barra de cemento es removida del molde cuando está suficientemente dura, la longitud de la medida es cuidada, la barra es regresada al agua para la curación adicional. Periódicamente durante la curación, la barra es removida de agua y es medida.

La medición de la expansión del anillo anular esta bajo condiciones de libre acceso del agua. El libre acceso del agua es definido como un sistema abierto.



FIGURA NO 5.20 – LECHADA FRAGUADA EN MOLDE PARA PRUEBA DE EXPANSIÓN.

FUENTE: Foto Nicolás Yépez - SCHLUMBERGER.

Los anillos simulan el espacio anular en el pozo, entre la formación y el casing (tubería de revestimiento).

La lechada es puesta en el espacio anular del molde, la que es puesta entre un agua o presurizada en un recipiente, esto es debido a que la lechada está en contacto con agua durante el proceso, el agua entrara lo máximo posible para la compresión interna, siempre y cuando la permeabilidad lo permita. Un lado del anillo es vertical, luego si el cemento se expande durante la periódica hidratación, el diámetro del anillo se incrementara.

Los cambios del diámetro son medidos por la distancia entre los dos pines montados por fuera del molde por un micrómetro. Las medidas son tomadas antes y después de la prueba en especial, mucho cuidado es requerido para asegurar que ambas mediciones sean tomadas a la misma temperatura.

El porcentaje del cambio dimensional es calculado con la siguiente fórmula:

$$\Delta V = 0.358(L_f - L_i)$$

Dónde:

L_i = medida inicial entre pines (mm).

L_f = medida final entre pines (mm).

ΔV = cambio dimensional de una muestra de cemento (%).

Ejemplo de Lechadas

Se describen las muestras hechas en laboratorio de dos tipos de lechadas hechas en laboratorio:

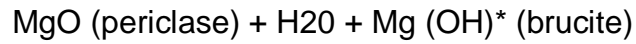
FlexSTONE

Durante la expansión, el uso de ciertos aditivos químicos puede resultar en la nucleación y crecimiento de las especies minerales determinados dentro de la matriz de cemento fraguado.

La expansión controlada de cemento fraguado puede ayudar a sellar microanulos entre el revestimiento de cemento y la tubería de revestimiento o la formación

En el entorno del pozo, el cemento está restringido por la tubería de revestimiento y, cuando sea competente, la formación y, en consecuencia, una vez que el cemento se ha expandido para eliminar los espacios vacíos, una mayor expansión se traduce en una reducción de la porosidad interna de cemento.

Como un ejemplo, el óxido de magnesio (MgO) proporciona una fuerza expansiva dentro de la matriz de cemento como resultado de la hidratación a hidróxido de magnesio (Mg (OH)). El material hidratado ocupa más espacio que los ingredientes originales.



La tensión causada por expansión, es debido al efecto de la rigidez de la roca (confinamiento), al espesor del cilindro exterior, a las tensiones iniciales inducidas por la expansión del cemento, medida de deformación.



FIGURA NO 5.21 – EXPANSIÓN DEL CEMENTO AL ESTAR FRAGUADO.
FUENTE: Paper Tecnología CemCRETE - SCHLUMBERGER.

También se realizó un experimento de la lechada al estar sin contacto con agua. 12.5 ppg FlexSTONE conteniendo 55% de material flexible BVOB Convencional 0.38 g H₂O / g Class 'G', FlexSTONE 0.50 g / g Class 'G'

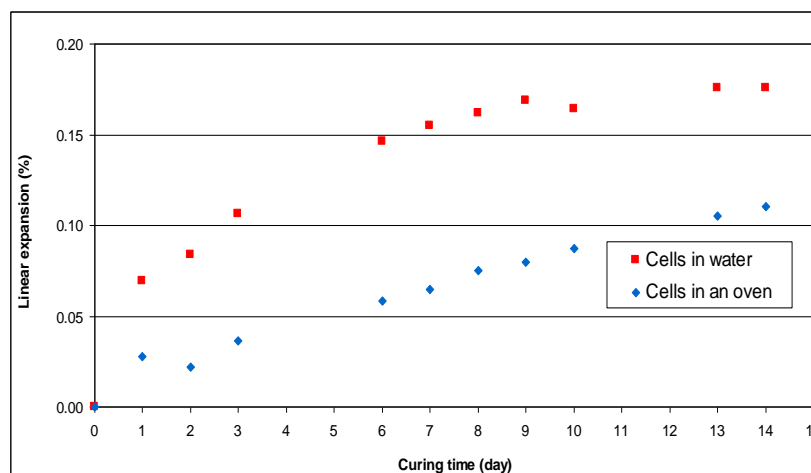


FIGURA NO 5.22 –EXPERIMENTO EXPANSIÓN VS TIEMPO.
FUENTE: Paper Tecnología FlexSTONE - SCHLUMBERGER.

Experimento de la expansión anular

Formaciones débiles

Anillo de 1 mm exterior = débil formación de arenisca

Azul: cilindro exterior

Rojo: cilindro interno

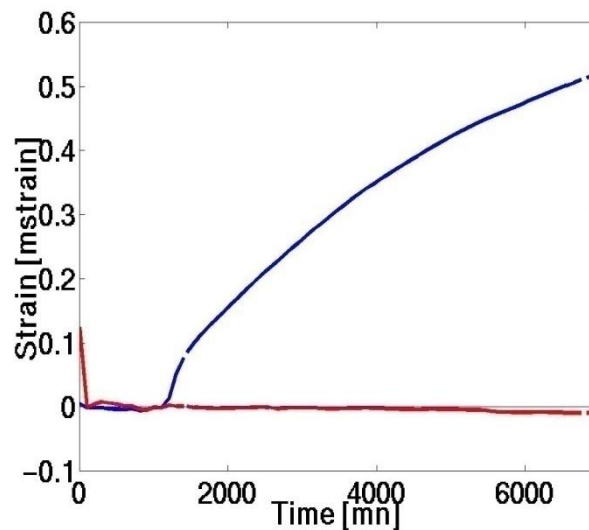


FIGURA NO 5.23 –EXPANSIÓN ANULAR TENSIÓN VS TIEMPO.
FUENTE: Paper Tecnología FlexSTONE - SCHLUMBERGER.

En la figura 5.23 representa una formación suave, por ejemplo una arenisca no consolidada. La de formación radial medida en el cilindro interior se mantuvo constante en alrededor de cero durante toda la prueba. Esto significa que el revestimiento de cemento no aplica tensión tanto en el cilindro interior, la unión entre el cemento y la tubería de revestimiento era pobre. En lo contrario, las señales del cilindro exterior aumentaron con el tiempo y alcanzó valores máximos de alrededor de 500 micras después de 7000 MN. El cemento se expandió y se aplica una presión en el cilindro exterior. La expansión del cemento se inició después de la configuración del cemento. El resultado de este experimento apoya y demuestra la teoría de varios autores que el cemento se expande hacia la formación. Los resultados de las pruebas conducen a la conclusión de que el uso de cemento en expansión contra formaciones blandas, que no

puede resistir a la superficie a aplicar el estrés, asume el riesgo de crear un micro espacio anular interior

Para formaciones duras

10 mm de anillo exterior = formación de arenisca dura

Azul: cilindro exterior

Rojo: cilindro interno

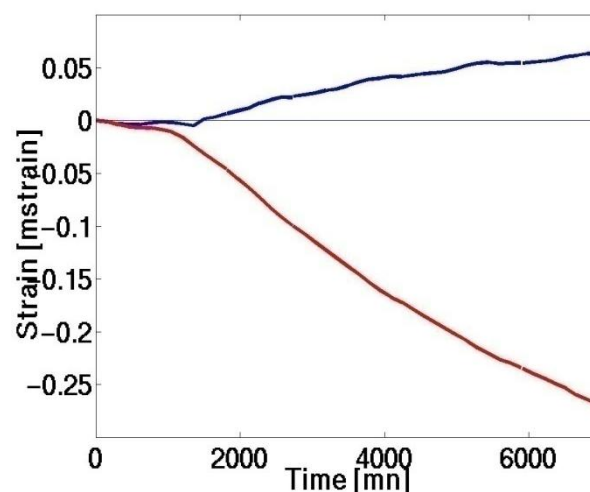


FIGURA NO 5.24 –EXPANSIÓN ANULAR TENSIÓN VS TIEMPO EN FORMACIONES DURAS.

FUENTE: Paper Tecnología FlexSTONE - SCHLUMBERGER.

Los resultados del experimento, en el que la envoltura exterior representa una formación dura, se han demostrado en el ejemplo anterior. Aunque el mismo cemento en expansión ha sido utilizado en las mismas condiciones de ensayo, los resultados son significativamente diferentes. En el cilindro exterior una deformación máxima de aproximadamente 80 micras se midió, mientras que las señales de los sensores internos aumentó a valores máximos de aproximadamente 270 micras. La expansión todavía se aplica una presión en el cilindro exterior, pero como el cilindro es demasiado rígido para ser desplazado y resiste las fuerzas de expansión del cemento en expansión, es la expansión obligada a moverse hacia el cilindro interno. Bajo estas condiciones el cemento expansión está pre-subrayó y se aprieta contra la formación y el casing (tubería de

revestimiento). La expansión del cemento es una buena solución para conseguir un buen sello hidráulico apretado, si se utiliza contra las formaciones de roca dura.

LiteCRETE

Para un buen desempeño de las lechadas LiteCRETE y para evitar cualquier incidente es muy importante conocer los pesos específicos de cada partícula. De particular importancia es el SG o LITFIL - D124.

Hay muchas maneras de comprobar el SG (gravedad específica) de la D124. La lista de SG de la D124 sobre la base de lotes se publica en InTouch (Sección Interna de Programa de Químicos). Sin embargo, esto no es suficiente. Hubo muchos casos en donde se encuentra el SG en la lista para ser diferente del real.

El método más exacto es utilizar un picnómetro. Esto da resultados correctos si está bien calibrado. Alternativamente, el SG de D124 puede comprobarse mediante la mezcla de la suspensión sobre la base de una supuesta de SG D124 y luego la SG correcta puede calcularse utilizando la calculadora CemCRETE / SlurryDesigner.

El otro paso importante es asegurar que la mezcla se hace correctamente. Puesto que CemCRETE se basa en la calidad de la mezcla, esta es muy crítica para asegurar que las partículas se mezclan adecuadamente. Basándose en experimentos y los resultados de campo se encontró que las transferencias 6 es mínima para una buena mezcla. Además, es imperativo tomar tres muestras durante la última transferencia una al comienzo de la transferencia, una en el centro de la transferencia, y una en el extremo. Estas tres muestras tienen que ser controlados por separado para asegurar que la mezcla es compatible.

5.3 PROPIEDADES DE LECHADA

5.3.1 Diseño de Lechadas

FlexSTONE

Este tipo de lechada contiene cemento tipo G, más aditivos químicos:

D181 y D196 son partículas flexibles no minerales

D174 y D176 son agentes de expansión

D076, D166 y D165 son agentes de carga

Este utiliza el concepto PVF (fracción de volumen de empaque) al seleccionar diferentes tamaños de partículas en una proporción dada. Esta relación en volumen es de 10% para el material fino que va de 3 – 7 micrones, 35% para el medio que va de 25 – 50 micrones, y 55% para material grueso que va de >100 micrones. En los tamaños de las partículas se diferencian por una magnitud de 10.

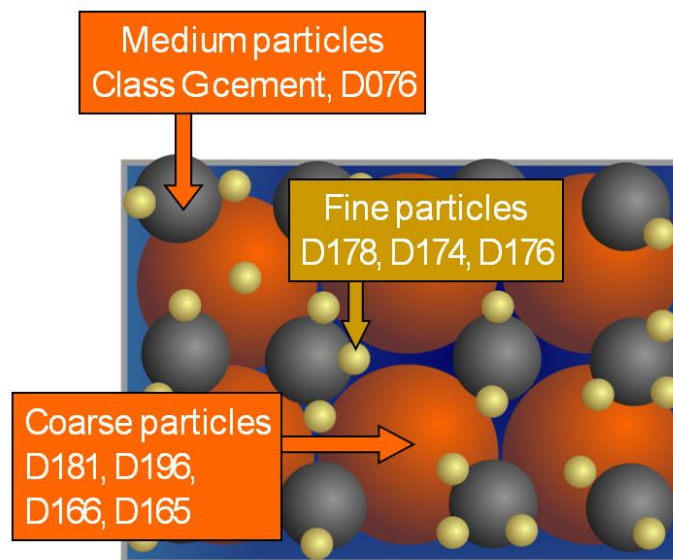


FIGURA NO 5.25 – ADITIVOS EN LECHADA TECNOLOGÍA FlexSTONE.

FUENTE: Paper Tecnología FlexSTONE - SCHLUMBERGER.

La densidad de esta lechada va desde 7.5 lbm/gal hasta 25 lbm/gal, lo que hace de este tipo de lechada tener una mayor concentración de

sólidos, alrededor de 60%, lo que en una lechada convencional va hasta un 42%.

ULTRALiteCRETE

Ultra mezcla LiteCRETE está por debajo de 8,0 ppg:

La mezcla de tri-modal se compone de los siguientes componentes:

Micro-fino: D163 - Micro-cemento - BVOB 12.8% que se tiene una buena resistencia a la compresión.

Fina: D189 (preferible) o Clase G - 08.12% de cemento BVOB de resistencia a la compresión adicional

Media - D188 - Micro-burbujas de vidrio: 80-85% BVOB.

La densidad de estas partículas se fija en 0,38 SG + / - 0,02 SG. El límite de presión es de 4000 PSI. Pero D188 no se rompe antes de 2000 psi. El tamaño es de 40 micras. El BVOB% de D188 se ajusta para alcanzar la densidad de la lechada. El BVOB% del micro-cemento a continuación es afectada en consecuencia. La disminución de la BVOB% de la D188, aumenta la BVOB% de cemento y mejora la resistencia a la compresión.

Ultra mezcla LiteCRETE a continuación 8,7 ppg:

En sistemas convencionales de LiteCRETE, la mezcla de tri-modal se compone de los siguientes componentes:

Fina: D163 o D189 - Micro / Fina de cemento - BVOB > 10% (D163), BVOB > 14% (D189) que tienen buena resistencia a la compresión.

Media - D188 - Micro-burbujas de vidrio: + / - 30% BVOB.

La densidad de estas partículas se fija en 0,38 SG + / - 0,02 SG. El límite de presión es de 4000 PSI. Pero D188 no se rompe antes de 2000 psi. El tamaño es de 40 micras. El BVOB% de D188 se ajusta para alcanzar la densidad de la lechada. El BVOB% de las micro-cemento a continuación, afectada en consecuencia. La disminución de la BVOB% de la D188, aumenta la BVOB% de cemento y mejora la resistencia a la compresión.

Grueso: D124 - Litefil: BVOB 55%. Este% se fija en la formulación de fabricación.

LiteCRETE

Entre 8,7 y 10,5 ppg

Se utilizan: cemento Clase G y D188. D124 se ha fijado en un 55% BVOB. BVOB en porcentaje de D188 se utiliza para ajustar la densidad de la lechada. El cemento Clase G se ve afectada en consecuencia. Un mínimo del 10% de los BVOB D163 o D189 14% es necesario para diseñar lechadas LiteCRETE competentes en estos intervalos de densidad.

Nota: En la densidad 10 ppg, hay un cambio en componentes de la mezcla a fin de lograr la densidad requerida. Para obtener la densidad requerida y una fracción de volumen, es necesario utilizar D124 (grueso), D179 (versión medianas empresas de la D124), la Clase G (medio) y D189 por debajo de 10 puntos, entonces hay un cambio hacia el uso D188, sin embargo, el costo interno de D188 es alta, así que donde D179 puede ser utilizado a bajas densidades.

En sistemas convencionales de LiteCRETE, entre 10.5-13 PPG, la mezcla de tri-modal se compone de los siguientes componentes:

Fina: D178 - sílice cristalizada: BVOB 10%

Medio: Clase de cemento G: 35% BVOB

Grueso: D124 - Litefil: BVOB 55%.

LITEFIL cenosferas son huecos (subproducto de las centrales eléctricas que utilizan carbón). Por lo tanto, las esferas Litefil tienen una limitación de presión de 5000 psi. La densidad de Litefil normalmente varía entre 0,68 a 0,85 SG. En la calculadora de la CemCRETE BVOB% Litefil se ajusta para llegar a la densidad de la lechada. Por ejemplo, 10,5 puntos por partiendo de una mezcla LiteCRETE con un 57% la fracción de sólidos (43% de porosidad) las necesidades de + / - 63% de los BVOB Litefil. El BVOB% de Litefil depende también de la gravedad específica de la verdadera Litefil utilizado. En consecuencia, el más claro es el Litefil el menor que necesita para lograr la densidad de la suspensión diseñada.

Para densidades entre 10-11 PPG D154 o D155 como pueden ser usados para mejorar la estabilidad y resistencia a la compresión.

LiteCRETE HP

Para aplicaciones de alta presión D181 o D196 reemplaza D124 (para > 5000 psi), y D195 reemplaza D188 como la fracción de tamaño medio hasta al menos 10.000 psi BHP.

LiteCRETE los sistemas de HP se pueden mezclar para producir lechadas entre 8.85 y 13.4 lbm / gal - y depende de que las partículas gruesas se utiliza, ya sea D181 o D196

Para simplificar la selección de LiteCRETE de HP:

Las densidades de las lechadas, se divide en 4 partes. Se debe recordar que esta selección de partícula es de un diseño de la lechada buena. Sin embargo, alguna desviación del diseño es posible, pero las pruebas a fondo se requieren.

Cuando D181 está siendo utilizado, los siguientes rangos son posibles:
Las densidades de lodo son:

8,85 a 9,8 ppg
9,8 a 10,8 ppg
10,8 a 12,2 ppg
12,2 a 13,0 ppg

Cuando D196 está siendo utilizado, los siguientes rangos son posibles:
Las densidades de lodo son:

9,15 a 10,1 ppg
10,1 a 11,1 ppg
11,1 a 12,5 ppg
12,5 a 13,4 ppg

5.3.1.1 Filtrado

Una baja permeabilidad del cemento fraguado, proporciona una mayor resistencia al líquido corrosivo (ácido Solubilidad). Estas lechadas debido a la presencia de la multidistribución modal del tamaño de las partículas y el requisito de baja mezcla de agua, tiene capacidad natural para evitar la pérdida de líquido de la suspensión.

En la figura 5.26 demuestra la comparacion entre las perdidas de fluidos de la lechada de tecnologia CemCRETE – FlexSTONE (barra de color azul)y la lechada convencional convencional (barra de color celeste).

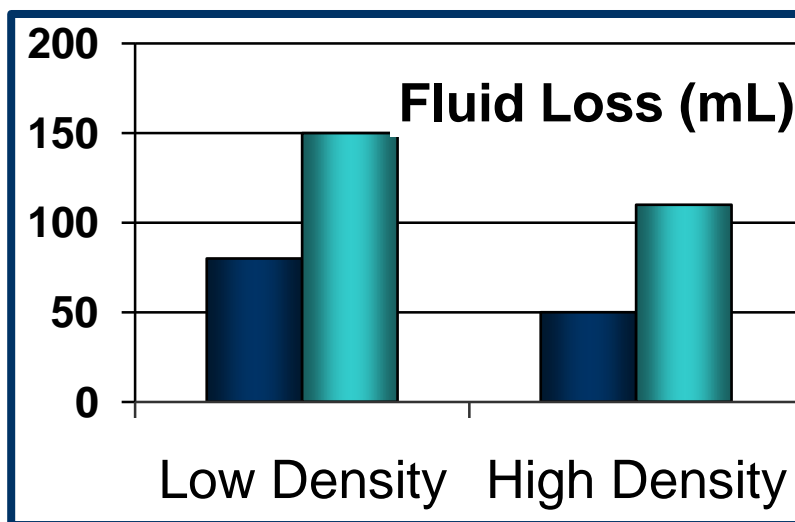


FIGURA NO 5.26 – COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS DE FLUIDOS ENTRE CEMCRETE Y LECHADA CONVENCIONAL.

FUENTE: Paper Tecnología CemCRETE Pruebas de laboratorio - SCHLUMBERGER.

LiteCRETE

Esta lechada al ser lívida y menos densa, en formaciones con fracturas o con permeabilidades bajas podría existir perdida de fluido, por lo que primero se deben considerar los las formaciones y su estructura.

5.3.1.2 Esfuerzo a la Compresión

El alto empaquetamiento en fracción de volumen de sólidos, es el resultado del cemento con baja permeabilidad, lo cual proporciona una alta resistencia a la compresión.

En la figura No 5.27 demuestra la comparacion del esfuerzo a la compresion entre la lechada de tecnologia CemCRETE – FlexSTONE (barra de color azul)y la lechada convencional convencional (barra de color celeste).

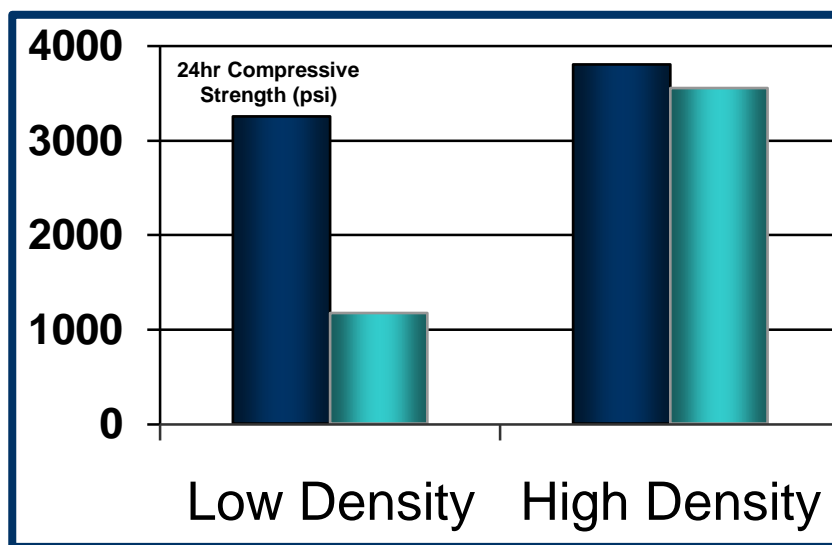


FIGURA No 5.27 – COMPARACIÓN DEL ESFUERZO A LA COMPRESIÓN ENTRE CEMCRETE Y LECHADA CONVENCIONAL.

FUENTE: Paper Tecnología CemCRETE Pruebas de laboratorio - SCHLUMBERGER.

LiteCRETE

El alto empaquetamiento en fracción de volumen de sólidos, es el resultado de cemento en baja permeabilidad, lo cual proporciona una alta resistencia a la compresión.

5.3.2 Propiedades de lechada durante bombeo

Durante el bombeo, los aditivos, cemento, agua de mezcla, etc., ya se encuentran mezclados, y esta lechada no perderá las propiedades señalizadas durante y después del bombeo y fragüe.

5.3.2.1 Tiempo de Fraguado.

Para este tipo de lechada, el tiempo de fragüe será de 72 horas, acabado el bombeo, alcanzando un máximo del 80%, que llegara a su totalidad en un lapso de tiempo largo.

5.3.2.2 Reología

La reología es muy importante en el diseño de una lechada, pues esta nos dará el comportamiento durante el bombeo.

Los equipos utilizados son el viscosímetro de 6 velocidades 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM. Este viscosímetro es un instrumento del tipo de indicación directa, accionado por un motor con una caja de reducción de velocidades.

El cilindro más externo o rotor es impulsado a una velocidad rotacional constante para cada RPM (revoluciones por minuto) determinada. La rotación del rotor en la lechada de cemento produce un torque sobre el cilindro más interno, el cual es también transmitido al "bob", un resorte de torsión restringe el movimiento del bob y un dial, vinculado al resorte de torsión, indica el desplazamiento del bob.

Este equipo en particular dispone de la combinación Rotor1-Bob1-F1 (resorte de torsión), también dispone de una copa de calentamiento donde se coloca el envase que contiene la lechada.

El contador de intervalo, el cual se utiliza un cronómetro electrónico o mecánico.

El medidor de temperatura, se dispone de un termómetro bimetálico que va instalado en la copa de calentamiento.

Para la toma de la reología de la lechada de cemento preparada es vertida inmediatamente dentro del envase de la lechada. Con el rotor girando a 3RPM, el envase con la lechada es llevada hasta que el nivel del líquido esté en la línea marcada en el rotor.

La lectura inicial a 3 RPM es tomada a los 10 segundos después de una rotación. Todas las lecturas restantes 6-100-200 y 300 RPM son tomadas primero en orden ascendente y luego en orden descendente, después de una continua rotación por 10 segundos para cada velocidad.

El cambio a la próxima velocidad debe ser hecha inmediatamente después de tomar cada lectura.

Para las lecturas de la lechada a BHCT, la lechada de cemento preparada es vertida inmediatamente dentro del envase del consistometro atmosférico.

Luego la lechada es calentada hasta la temperatura BHCT, esta dependerá del tipo de campo, en el consistometro. La lechada es acondicionada por 20 minutos después que se haya alcanzado la BHCT.

Luego la lechada es transferida al envase del viscosímetro, hasta la línea marcada alrededor del interior del mismo.

Previamente y durante la prueba, el envase, bob y rotor deben mantenerse a la temperatura de prueba dentro de ± 5 F, utilizando la copa de calentamiento.

Con el rotor en movimiento a 3RPM, el envase con la lechada acondicionada, debe ser elevada hasta que el nivel del líquido este en la línea marcada en el rotor. La lectura a 3 RPM inicial es tomada a los 10 segundos de una rotación continua. Todas las lecturas restantes deben ser tomadas primero en orden ascendente y luego en orden descendente, después de una continua rotación de 10 segundos para cada velocidad.

El cambio a la próxima velocidad debe ser hecha inmediatamente después de tomar cada lectura.

Las mediciones reológicas de la lechada son registradas como el promedio de las lecturas en orden ascendente y descendente, y a la temperatura promedio registrada al inicio y después de la última lectura.

En el viscosímetro de 6 velocidades, para la combinación R₁B₁F₁, y para un modelo de fluido tipo Bingham Plástico, utilizamos la siguiente ecuación simplificada para el cálculo de la viscosidad plástica.

$$VP_{(cP)} = 1.50 * F * (\theta_{300} - \theta_{100})$$

Donde;

VP: Viscosidad Plástica en centipoise

F: Factor del resorte

θ_{300} : Lectura en el dial a 300RPM

θ_{100} : Lectura en el dial a 100RPM

Y para el cálculo del punto cedente;

$$Ty_{(lbf/100ft^2)} = F * \theta_{300} - VP$$

Donde;

Ty: Punto Cedente en lbf/100ft²

F: Factor del resorte

θ_{300} : Lectura en el dial a 300RPM

Para el cálculo de la fuerza del gel, las lecturas las tomamos directamente y las transformamos en lbf/100ft² con la siguiente ecuación:

$$T_{(lbf/100ft^2)} = 1.065 * F * \theta$$

$$\text{Gel Verdadero} = \text{Gel 10 min}_{(lbf/100ft^2)} - \tau_{3RPM}_{(lbf/100ft^2)}$$

5.3.3 Aplicaciones de las Lechadas

Este tipo de lechada, está diseñada tanto para formaciones blandas como para formaciones duras, logrando una adherencia a la tubería de revestimiento como a la formación.

Esta aplican a todos los pozos con tensiones dinámicas en el medio, pozos con estimulación a fracturas, pozos con una alarga variación de peso de lodo mientras se perfora, pozos con un alto potencial a formar microanillos, variaciones de presión y temperatura, y la posibilidad de hacer tapones de abandono.

5.4 SIMULACIÓN DE LECHADAS EN SOFTWARE CemCADE

Para realizar las simulaciones de las lechadas que se bombearan a los pozos en las diferentes secciones, Well Services de Schlumberger la realizan con el software CemCADE.

CemCADE significa, diseño y evaluación de la cementación, la ayuda del software para el diseño y optimización de varios parámetros del trabajo de cementación. Este software integrado es aplicable a todos los terrenos, en tierra o en el mar, las operaciones de cementación de gran diámetro de la superficie. También puede optimizar la colocación del tapón.

La aplicación optimiza el asentamiento de la tubería y ayuda a calcular un desplazamiento óptimo de lodo y pre-flujos (eliminación del lodo y la colocación del cemento) para reducir los riesgos de canalización y micro espacio anular (aislamiento zonal).

Un simulador de temperatura predice temperaturas de fondo de pozo, y las propiedades del fluido que se pueden diseñar basándose en las temperaturas predichas. El módulo SynCBL se puede utilizar para predecir la respuesta de CBL basada sobre un fluido de colocación.

Los datos reales de ejecución del trabajo se pueden importar en el software de diseño CemCADE para comparar con los resultados reales, para verificar el éxito de la operación. SynCBL. También puede ser utilizado para simular la respuesta CBL sobre la base de datos de trabajo

de ejecución. Esta respuesta se compara con los datos de CBL reales, y se realiza la interpretación de los registros de cemento.

La colocación de tapones se puede optimizar con el uso de software CemCADE. CemCADE en el módulo de colocación puede predecir y minimizar el movimiento de la interfaz del fluido, reduciendo así la contaminación y suspensión.

Las aplicaciones de este software son:

- Simulación para trabajos de cementación primaria
- Remoción de lodo optimización mediante lavadores (WELLCLEAN II)
- Trabajos posteriores de evaluación usando datos de ejecución
- Registro de adherencia del cemento (CBL) Respuesta de predicción
- Tapón de cemento, trabajo de diseño
- Centralización de la tubería de revestimiento
- Temperatura de simulación

Entre sus características:

- Simulación de todos los aspectos del trabajo
- Caliper y los datos de los surveys para dirección de centralización
- Mejora de diseño fluido y colocación
- Simulación de temperatura para reducir el tiempo de espera cemento (WOC), evitando el riesgo prematuro de ajuste circulación del lodo.
- Eficiencia para evaluar la influencia de los movimientos en la tubería del flujo en el espacio anular
- Reproducción de simulación
- Colocación posterior y análisis para predecir el riesgo de migración del gas
- Módulo SynCBL para predecir la respuesta CBL
- Comparación de CBL real y SynCBL para evaluar el aislamiento zonal y evitar reparaciones correctivas

Para un diseño de lechada para cualquier pozo, este programa ayuda a calcular la temperatura circulante de la lechada, esta depende de algunos parámetros durante la perforación del pozo tal como el caudal de bombeo del fluido de perforación, las mediciones de la profundidad, del TVD del pozo más no de MD (profundidad medida) y del tipo de formaciones.

Este nos da una rampa de temperatura de la lechada en la cual esta soportara durante el bombeo hasta que fragüe.

Con los parámetros dados, los ingenieros encargados del diseño antes del laboratorio corren la lechada en el programa “WELL BOOK”, que ayuda a ver los parámetros o rangos de cada aditivo para la mezcla de la lechada, controlado el nivel en gramos de cada uno de los aditivos y realiza la simulación. Cuando está hecha la simulación y arroja buenos datos, estos son enviados al laboratorio para las pruebas físicas.

Para el diseño de las lechadas en el laboratorio, en el software la opción “FLUIDS” (fluidos), donde es el punto de inicio para el diseño de la lechada.

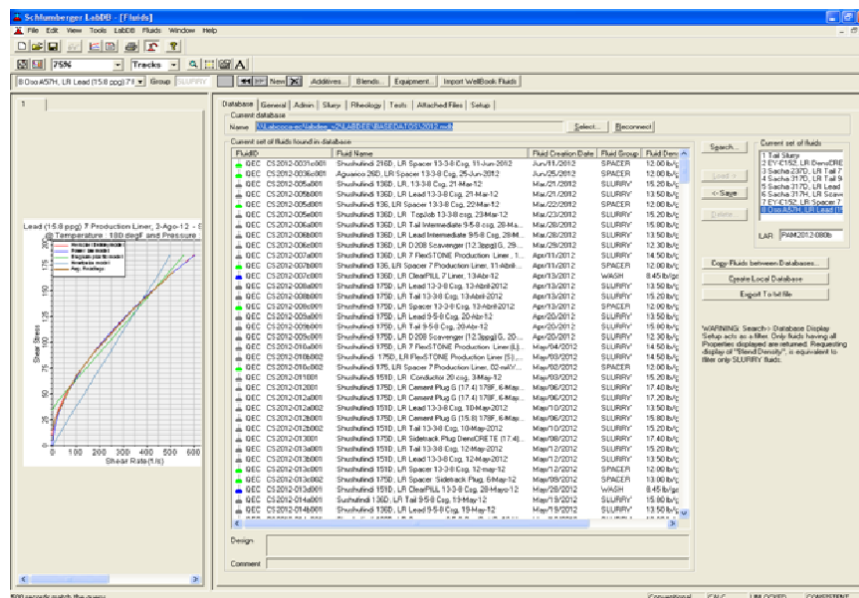


FIGURA No 5.28 – Ejemplo de Cuadro de dialogo.
FUENTE: Toma de Imagen de software CemCADE FLUIDS - SCHLUMBERGER.

En secuencia con las pestañas del programa, la opción “GENERAL”, están todos los datos del pozo que se haya realizado el diseño o se quiera realizar alguno.

Database General Admin Slurry Rheology Tests Attached Files Setup

Name: Production Team - Slurry 1 Group: SLURRY

Physical Properties

Density: 15.80 lb/gal
 At T1: 90 deg/l
 Pressure: 15 psi
 Rheo. Model: BINGHAM
 PV: 81.832 cP
 Ty: 31.48 BM/100R2
 100 gpa: 58.8 deg
 Gel Strength: 21.35 BM/100R2

Design Data

Sack Weight: 94 lb
 Yield: 1.1683 gal/hr
 Total Liquid: 5.186 gal/hr
 Porosity: 59.1 %
 SV Fraction: 40.9 %

Test Data

Thickening Time: 70 Bc at 25.50 hr/min
 Comp. Strength: psi at hr/min
 Fluid Loss: 15 mL in 30 min
 Free Fluid: 0.0 mL/250mL in 2 hrs

FIGURA No 5.29 – Ejemplo de Cuadro de dialogo de programa “General”.

FUENTE: Toma de Imagen de software CemCADE FLUIDS - SCHLUMBERGER.

En la sección “Slurry”, es donde se introduce los aditivos de la lechada en gramos para la mezcla, cada uno identificado con el nombre.

Database General Admin Slurry Rheology Tests Attached Files Setup

Slurry Type: Conventional

Density: 15.80 lb/gal
 Solid vol. Fraction: 40.9 %
 Porosity: 59.1 %

Yield: 1.1683 gal/hr
 Base Fluid: 5.186 gal/hr
 Base Water: 6.063 gal/hr

Sack Weight: 94 lb
 Sack of Blend: ☒
 Sack of Content: ☐

Code: 55 Density: 15.80 lb/gal Pressure: 15 psi
 Additives:

	Code	Name	Design	Model	Yield 100	Family	Lot Number
1	3047	10.000 gpm/hr	100/3000	100	1.00	ADDITIVE	1000000000
2	3047	10.000 gpm/hr	100/3000	100	1.00	ADDITIVE	1000000000
3	3047	10.000 gpm/hr	100/3000	100	1.00	ADDITIVE	1000000000
4	3047	10.000 gpm/hr	100/3000	100	1.00	ADDITIVE	1000000000
5							
6							
7							
8							

FIGURA No 5.30 – Ejemplo de Cuadro de dialogo de “slurry”.

FUENTE: Toma de Imagen de software CemCADE FLUIDS - SCHLUMBERGER.

En la sección “RHEOLOGY”, donde después de realizar la lechada y tomada la reología, se introduce los datos y automáticamente da los valores del Pv (Ponderado de la viscosidad) y de Ty (Punto de cedencia).

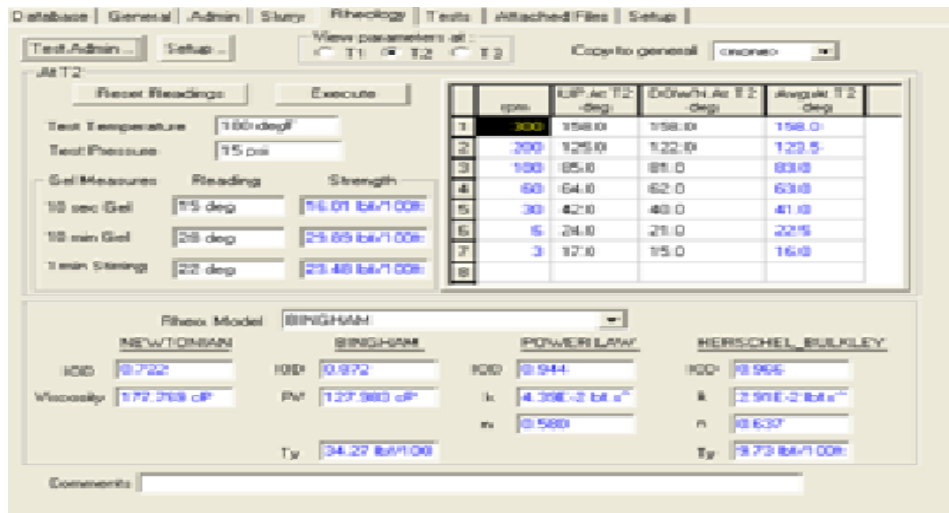


FIGURA No 5.31 – Ejemplo de Cuadro de dialogo de “RHEOLOGY”.
FUENTE: Toma de Imagen de software CemCADE FLUIDS - SCHLUMBERGER.

Estos son unos ejemplos del programa de simulación y diseño que maneja Well Services en la parte de laboratorios.

5.5 ANÁLISIS DE REGISTROS DE CEMENTACIÓN

En una lechada convencional al correr un registro USIT, se puede notar claramente la adherencia mediante la línea negra en el determinado rango que va de 0 a 1.

Claramente muestra que la lechada alcanza un 50% de en adherencia.

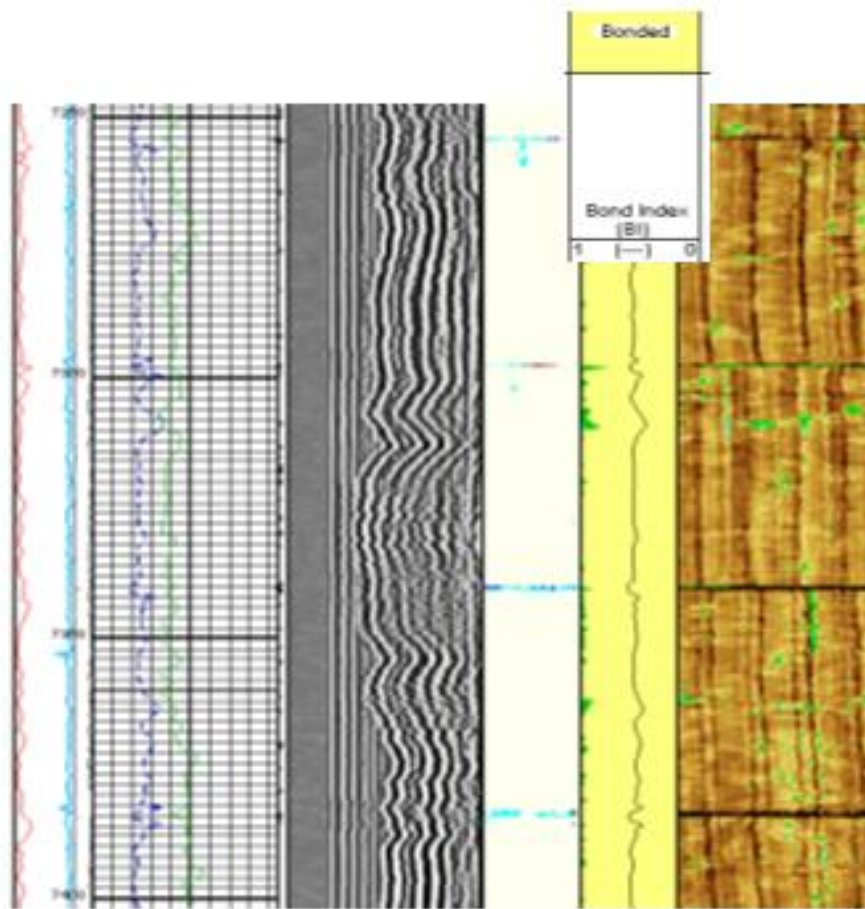


FIGURA NO 5.32 –CBL DE LECHADA CONVENCIONAL.
FUENTE: Imagen de registro USIT de un pozo X - SCHLUMBERGER.

La lechada con tecnología FlexSTONE, con los altos contenidos de sólidos más aditivos hacen que tenga ciertas propiedades más que una lechada convencional para el fragüe de esta, alcanzando un 80% de expansión en 72 horas como demuestra la figura 5.32.

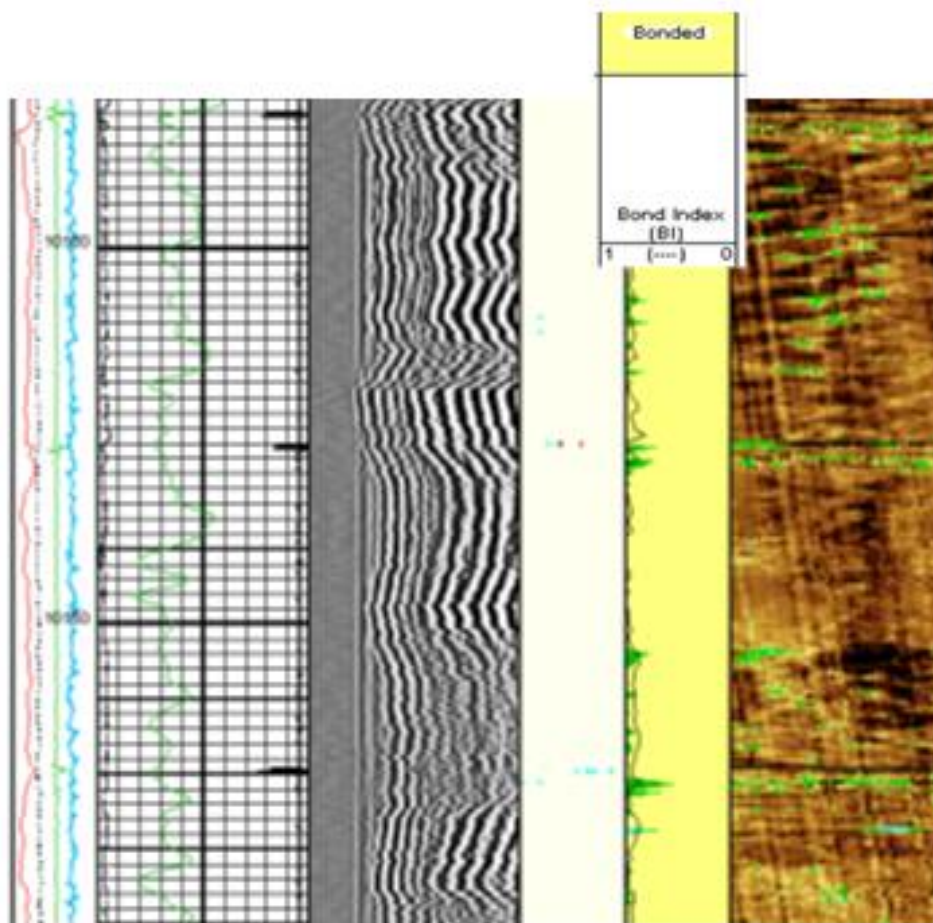


FIGURA No 5.33 – CBL DE LECHADA FLEXSTONE.
FUENTE: Imagen de registro USIT de un pozo Y - SCHLUMBERGER.

5.6 ANÁLISIS DE INVASIÓN EN ZONAS PRODUCTORAS

De acuerdo a los registros de cementación, la composición de las lechadas de cemento convencional se ha logrado determinar que la invasión por cemento en las zonas de interés es mínimo, debido a que el cemento en su forma no trata de llenar los espacios demasiadamente grandes o a su vez los más pequeños.

Esta afirmación se da por la cantidad de aditivos que contiene más la composición de arenas del cemento tipo G, al igual que el caudal al cual es bombeado, consiguiente, la viscosidad es alta a comparación con la del agua lo que hace que no penetre las formaciones productoras.

5.6.1 Pérdida de circulación de cemento

La pérdida de circulación puede ocurrir en formaciones con cavernas o fracturas, pero más frecuentemente en zonas con alta fractura o de baja consolidación que son hidráulicamente separadas relativamente en bajas presiones hidráulicas.

La pérdida de circulación puede ser descrita usando dos variables:

- La variación de presión de la formación
- La presión de colocación de un trabajo de cementación.

Con estas variables se puede dar una solución al problema de pérdida de circulación de cemento. La primera posibilidad es mejorar la variación de la resistencia de la formación. Esta viene dada por un sello del preflujo o agentes de puente.

La segunda posibilidad es la reducción de la presión en la colocación del cemento, ambas dinámicas como estáticas. Estas pueden ser acompañadas con la reducción de la densidad de las lechadas y la viscosidad, o también usando formulaciones de cemento con una rápida pérdida de presión hidrostática.

Para las pérdidas de circulación durante la operación del bombeo de cemento, materiales de puente pueden ser añadidos durante el diseño de la lechada, estos puentes pueden ser divididos en tres clases; Granular, en copos (flaked) y fibras. Estas cuando hay variación en la resistencia de la formación.

Para una reducción en la presión de bombeo, la presión hidrostática ejercida por el cemento puede ser reducida dentro de los límites más débiles de las zonas. Las lechadas pueden ser debilitadas con el uso de extendedores. En muchos casos el pozo mantiene la columna estática del peso de los fluidos, y las pérdidas solo ocurren en un crítico bombeo donde el gradiente de fractura es excedido por la presión de fricción del fluido. En esas situaciones se aplica a la lechada dispersantes para minimizar la

presión de fricción, pero frecuentemente se puede permitir la colocación de lechadas pesadas sin pérdidas que puede realizarse con una viscosidad normal del fluido.

Cuando el cemento atraviesa formaciones débiles, la lechada ideal es una que sea muy delgada durante el desplazamiento pero la estática pierde rápidamente el efecto hidrostático. La lechada con una formulación especial, el da una buena tixotropía la que rápidamente desarrolla una fuerza gel, permitiendo el paso de cemento por algunos minutos.

En la tecnología CemCRETE, estas son diseñados con una alta concentración de aditivos más sólidos en arenas, dependiendo del tipo de pérdida que se tenga en una formación como una alta permeabilidad, cavernas o fracturas, lo que hace que la lechada no ingrese a la formación y mejor ayuda a un mejor aislamiento de las zonas de interés, minimizando la pérdida de fluido pues gracias al aditivo D600G este forma una costra alrededor del cemento así evitando cualquier tipo de invasión de gas o algún otro fluido de la formación hacia el anular.

Capítulo VI

6. DISEÑO METODOLÓGICO

6.1 TIPO DE ESTUDIO

Este tipo de estudio es descriptivo, puesto que muestra los procedimientos, técnicas de las cementaciones en la sección productora, el funcionamiento durante las operaciones, como la utilización de las lechadas con altos contenidos de sólidos CemCRETE.

6.2 UNIVERSO Y MUESTRA

El trabajo de cementación de pozos petroleros, empieza con el diseño de las lechadas en laboratorio y para la operación en la locación, se dispone de equipos especiales y de los equipos de la plataforma.

El diseño de las lechadas, se realizan en el laboratorio de Well Services de Schlumberger, donde se usa una balanza presurizada para determinar la densidad, una licuadora (blender mixer) en la cual se mezclan las arenas y el cemento con los aditivos químicos simulando la mezcla durante un trabajo de campo, un viscosímetro de FANN, el que tiene un rotor graduado a diferentes velocidades en RPM desde 300-200-100-60-30-6.3, con diferentes diámetros de cilindro para determinar la reología de las lechadas. Un consistómetro atmosférico donde las lechadas son curadas, es decir, se calientan las lechadas en un cilindro que gira, el agua va calentando a la lechada hasta que alcanza la temperatura deseada, esta temperatura es la BHCT, después de que alcanza la temperatura se vierte la lechada en un recipiente de acero graduado donde este servirá para tomar la reología en el viscosímetro, un

consistometro HP de alta presión y alta temperatura después de hacer la mezcla la lechada se deposita en un cilindro de acero donde el interior lleva una paleta que girara cuando la lechada este en el cilindro y esté completamente cerrado e introducido al consistometro, este se llena de aceite mineral donde simula las condiciones de presión y temperatura del pozo. Este equipo da a conocer la consistencia de la lechada, si está bien diseñada con la cantidad de aditivos alcanzara los 70 Bc al tiempo establecido, también realizando pruebas de estática y dinámica, pero si la lechada no posee consistencia adecuada la curva empezara a decaer o incrementarse en forma súbita, esto demuestra que la lechada se gelifica, dato que es muy importante para controlar la cantidad de aditivos o sólidos. El análisis UCA determina la resistividad de la lechada, la cual luego de ser curada en el consistometro atmosférico se lo introduce en un cilindro de acero una cierta cantidad donde una paleta graduada, por encima se deposita una pequeña cantidad de agua medida en milímetros con un jeringa, se lo cierra y se lo monta en el equipo ya acondicionado a presión y temperatura del pozo.

Para la prueba de expansión de la lechada, esta se deposita en un cilindro y se le deja reposar en agua por un periodo de 24 o 48 horas dependiendo de la densidad y el periodo de tiempo establecido por el diseño de la lechada, pasado el tiempo se saca a la muestra y se mide el diámetro del cilindro y la distancia de los tornillos separados, con eso se conocerá cuanto aditivo expansor se tiene y que diámetro se incrementara al fraguarse la lechada en el pozo. De la misma forma para determinar la cantidad de sedimentos que posee la lechada, se introduce la lechada en un tubo largo cilíndrico, parado se lo pone en agua por el periodo de 48 horas, se desmonta del equipo a la lechada ya fraguada y se lo corta en 4 o 5 partes iguales, dependiendo de la longitud de la muestra, se pesa la muestra y luego se la introduce en un recipiente graduado lleno de agua y se registra la cantidad de sedimentos depositados, se la vuelve a pesar con agua, este procedimiento se lo realiza para diferentes periodos de tiempo y así el peso multiplicado por el volumen del cilindro nos dar el valor de la densidad que debe ser igual al

de la densidad medida por la balanza presurizada. Para determinar la resistencia a la compresión, la lechada es colocada en moldes cuadrados separados entre sí, se los deja sumergidos en agua por un periodo de 24 a 48 horas para que la muestra fragüe, al finalizar el tiempo se saca del molde los cubos de lechada y se realiza la prueba de resistencia en una prensa hidráulica con manómetro, se aplasta y se mide la presión que alcanza el cubo de lechada hasta que esta se fractura, se repite este procedimiento para 4 cubos más, cada uno a diferentes periodos de tiempo de fragüe.

Se realiza el control de filtrado en un equipo presurizado con nitrógeno, donde la lechada es colocada en un cilindro de acero, donde contiene dos mallas a ambos lados del cilindro al igual que, cerrados completamente poseen dos tubos pequeños, por un lado ingresa a una presión de 1000 PSI el gas y desplaza al agua de la lechada curada y esta sale por un tubo pequeño por debajo del cilindro a una probeta graduada de 250 ml, esto medido en periodos de tiempo de 10 segundos, 30 segundos, 1 minuto y cada 5 minutos hasta que llegue a los 30 minutos del final de la prueba.

El nivel de agua libre se lo realiza con la lechada curada se deposita en una probeta de 500 ml, se lo tapa para que no entre en contacto con el aire y condición atmosférica se la deja reposar durante 2 horas, al final de este tiempo por encima de la lechada se medirá el nivel de agua libre que contenga la lechada.

Para las operaciones en la locación, primero el cemento mezclado con los aditivos sólidos es llenados en los bulks (tanques volumétricos), que son taques que transportan el cemento el que es llenado por presurización de los silos a los tanques. Los aditivos químicos son transportados en un camión aparte de los tanques de cemento.

En la locación en un tanque mezclador, todos los aditivos químicos y sólidos son mezclados, esto tardara unos minutos en mezclarse completamente. Al momento de la mezcla, se tiene las tuberías de acero que son armadas desde el taque mezclador hasta la torre de perforación,

con ayuda del top drive se conecta el cabezal de cementación a la tubería de perforación que esta sobre la mesa de la plataforma y posteriormente la línea de descarga del tanque mezclador se conecta al cabezal de cementación.

El equipo de fondo para la cementación del pozo describiéndolo de abajo hacia arriba, primero va la zapata, que es la primera parte del equipo y por donde el cemento saldrá desde la tubería al espacio anular, unos pies más arriba de esta se encuentra el collar flotador que contiene una válvula check que impide que el flujo de cemento regrese a la tubería, algunos pies más arriba se encuentra el collar de aterrizaje donde el tapón que se envía desde superficie es enviado para evitar la contaminación del cemento con los fluidos de perforación, este equipo está conectado a la tubería de perforación.

El operador en superficie antes de realizar las operaciones de bombeo, realiza las pruebas de las líneas de descarga a determinada presión, asegurando que estas soporten la presión y no tengan fisuras o daños de las líneas, así también es el encargado del control del bombeo de las lechadas al pozo, controlando el caudal y la presión a la que se bombea. Para el bombeo del cemento se pueden usar bombas de la plataforma de perforación o las bombas del equipo de superficie de Well Services si lo tuviese.

Cuando se va a cementar con liner, este se baja junto con el equipo de cementación donde el liner es asegurado con los packers (sellos) por medio de tensión dada por el top drive desde superficie, si se va a cementar con tubería de revestimiento superficial, el equipo de cementación baja independiente de la tubería, primero se asienta la tubería.

Antes de realizar el trabajo de cementación se corre registros caliper, así se tiene el diámetro del hueco perforado y con esos datos se realiza el cálculo para determinar el número de centralizadores que irán al equipo de cementación.

6.3 MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La recolección de datos se realizara en la empresa SCHLUMBERGER SURENCO S.A., todo sobre las cementaciones de los campos VHR y Cuyabeno, pues esta proporcionara la información necesaria sobre la nueva tecnología de lechadas con alto contenido de sólidos.

6.4 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

El análisis se realizara a partir de que se obtengan los datos de las cementaciones de los campos VHR y Cuyabeno hechas por parte de SCHLUMBERGER y el análisis de las nuevas tecnologías en lechadas de cemento.

Capítulo VII

7.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

Durante la perforación, los parámetros controlados que se tiene en la última sección 8 1/2 plg, el peso sobre la barrena es de 15000 PSI, los RPM son de 80 y el caudal de bombeo es de 800 gal/min, se debe tener más control sobre esta zona y evitar en lo más mínimo los Washout (lavados o cavernas), estos parámetros disminuyen a un caudal de 600 gal/min, el peso que ejerce sobre la barrena es de 10000 PSI y los RPM en 60. Al finalizar la perforación, a continuación se baja la tubería de revestimiento de 7 plg., para realizar la cementación respectiva de la sección.

El cemento es transportado a los pozos en camiones tanques y ahí son mezclados en unos tanques (Frank tank) los que son llenados con agua fresca, cemento y aditivos que ya son previamente diseñados para ser bombeados al pozo.

El equipo utilizado para la cementación de la zona productora es el mismo equipo flotador pero varia en el diámetro acorde a la sección, el que consta de una zapata guía y del collar flotador (figura 7.1) que se instalan en el fondo de la tubería de revestimiento. La zapata guía es una herramienta de nariz redondeada que se coloca en el fondo de la tubería de revestimiento para guiar a la tubería a medida que esta desciende dentro del pozo. El collar flotador va colocado algunos pies más arriba del fondo de la tubería para actuar como válvula de contrapresión y para reducir el peso de la tubería de revestimiento sobre la torre de perforación a medida que aquella desciende.

Los centralizadores de la tubería de revestimiento sirven para colocar la tubería en el hoyo de tal manera que al cemento rellene uniformemente el espacio anular. Los limpiadores o rascadores de pared pueden ser de diversos tipos o diseños, pero todos sirven para mejorar las propiedades adherentes del cemento al eliminar del pozo la costra del filtrado de perforación.

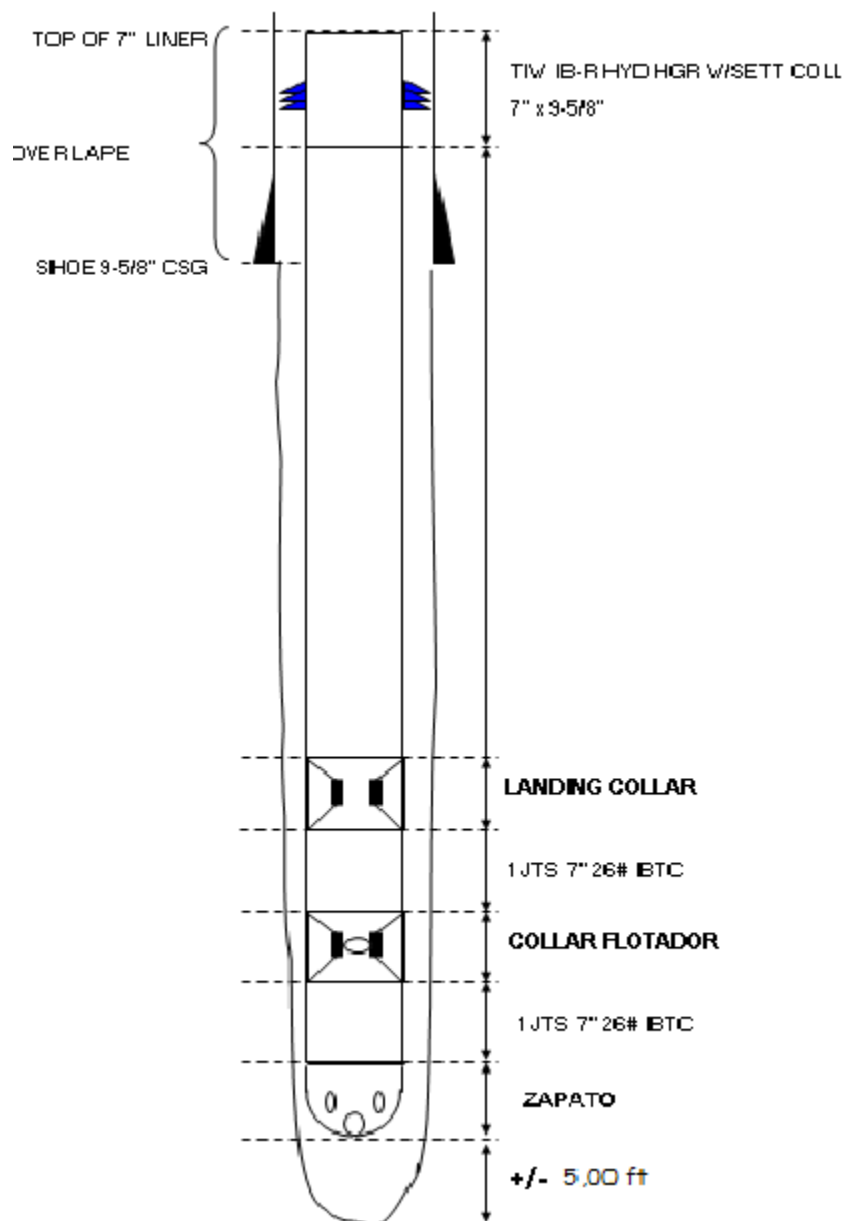


FIGURA 7.1 – ESQUEMA DE EQUIPO DE CEMENTACIÓN.
FUENTE: Well Cementing, Erick B, NELSON - SCHLUMBERGER.

Al usar los rascadores a la tubería se le hace girar o mover en vaivén, mientras se hace circular el lodo de perforación por todo el sistema. Antes

de bombear el cemento, se aplica un lavador, sea de agua o químico al pozo para eliminar el lodo espeso, reducir la aparición de canales y conseguir una mayor adherencia del cemento a la formación y que el pozo quede acondicionado para el bombeo de las lechadas.

Al comienzo de la cementación, el pozo es llenado con lodo de perforación. Para impedir la contaminación en la zona de contacto entre el lodo y el cemento se bombea delante de la lechada a un tapón de caucho. Este tapón es soltado en el momento oportuno del recipiente que lo contiene, situado en la parte superior de la tubería de revestimiento, va limpiando a medida que desciende (figura 7.2).

Cuando llega al collar flotador, la diferencia de presión rompe el diafragma de caucho situado en la parte superior del tapón y permite que la lechada de cemento descienda a través del tapón y del equipo flotador hasta llegar al espacio anular.

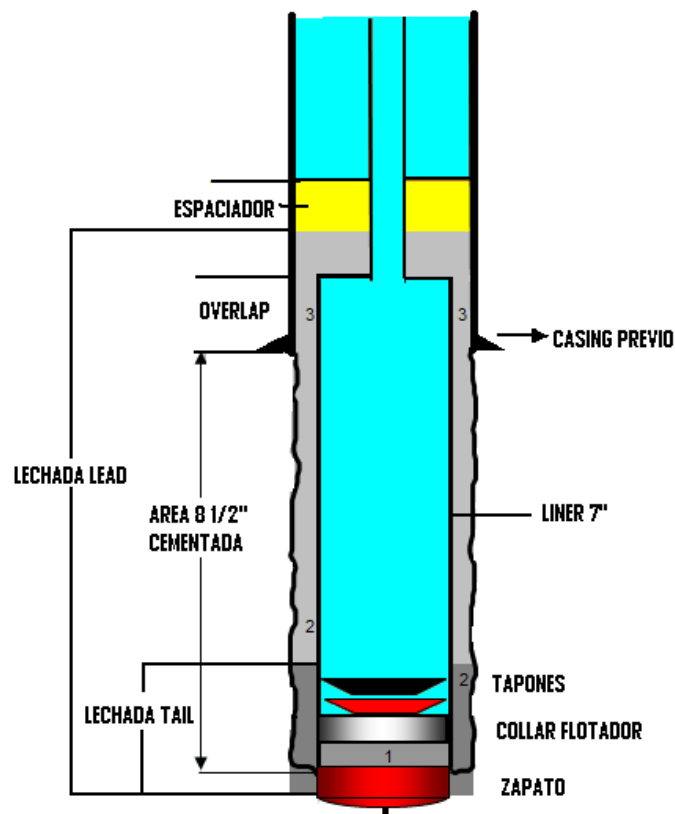


FIGURA No 7.2 –LECHADAS Y EQUIPO DE CEMENTACIÓN.
FUENTE: Recaps Técnicos - SCHLUMBERGER.

Los cálculos para los volúmenes de lechada se realizan de acuerdo al diámetro equivalente del pozo perforado obtenido del registro caliper corrido al terminar la perforación, de acuerdo a esos datos también se calcula el número de centralizadores y stop rings que irán junto al liner o tubería de producción superficial.

Durante un tiempo la lechada se encuentra en los tanques, al que se lo llama “tiempo de pre-mezcla”, el lapso que el supervisor da la orden de enviar la primera lechada, la lechada de relleno con una densidad promedio de 13.5 ppg, empuja al espaciador cubriendo todo el espacio anular, y a una altura superior al último punto de la tubería de revestimiento. Este punto y donde empieza el liner se le llama el “TOC (tope de cemento) de la lechada de relleno”.

Desde el último punto de la tubería de revestimiento hasta uno pies más arriba del collar flotador o dependiendo del volumen que se calculo para la lechada de cola, es la mayor área cementada con la lechada de relleno. Desde el final de la lechada de relleno hasta el fondo del pozo va la lechada de cola, es bombeada al final con una densidad de 15.8 ppg para los campo analizados, cubre una pequeña área de interés. Un pequeño volumen de lechada queda entre la zapata y el collar flotador, a esta se la denomina “TOC (tope de cemento) de la lechada de cola”.

Cada una de estas áreas es calculada, dividiendo en diferentes tipos de volúmenes y conocer exactamente la cantidad de lechadas desplazadas al pozo.

Por ejemplo en la figura 7.3:

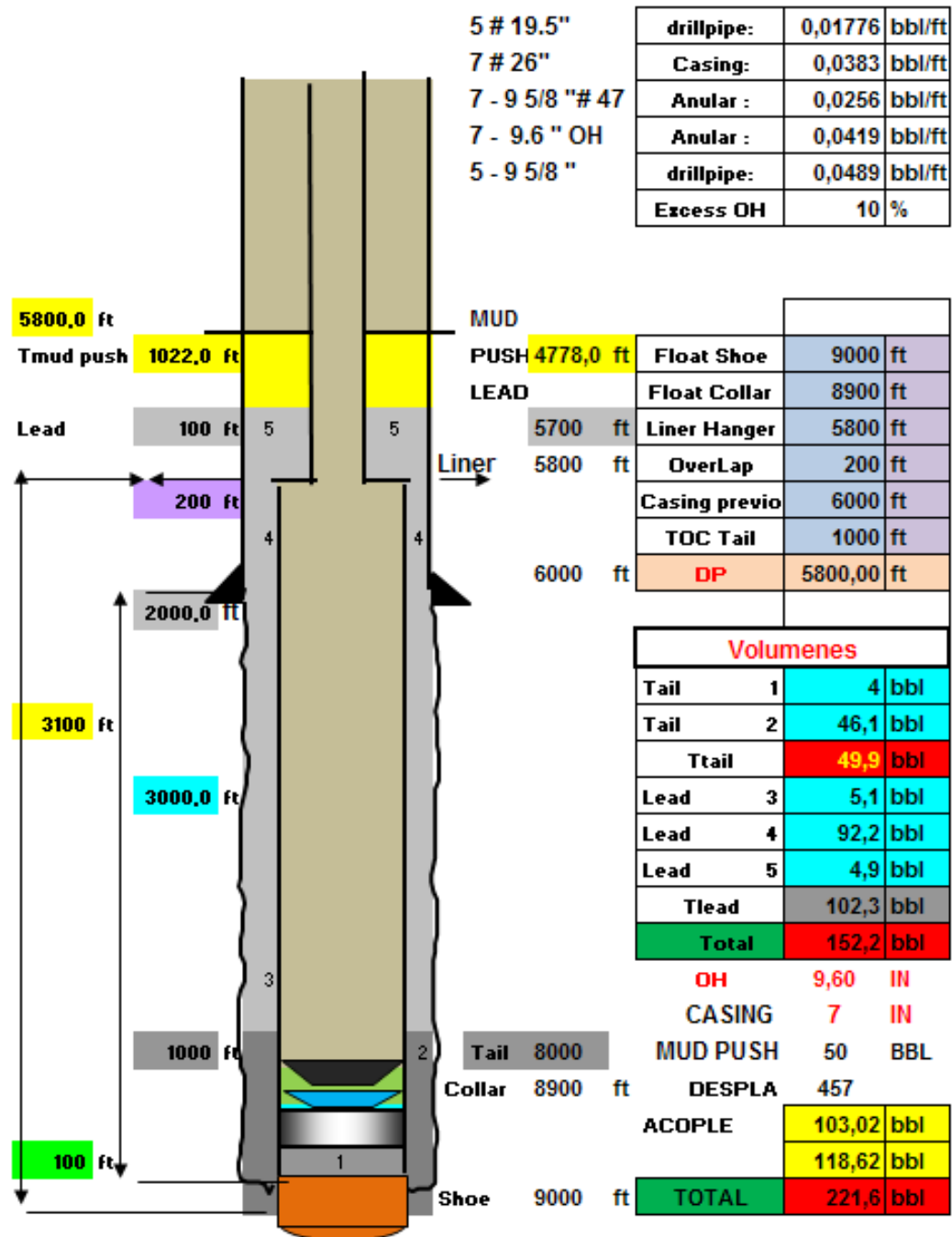


FIGURA No 7.3 – ESQUEMA DE CÁLCULOS DE LECHADA DE RELLENO Y LECHADA DE COLA.

FUENTE: Software Cálculo de Lechadas - SCHLUMBERGER.

Para la figura 7.3, los datos necesarios para el cálculo del drill pipe (tubería de perforación), casing (tubería de revestimiento) y anular son:

CUADRO No 7.1 - Diámetros de Tuberías de Perforación y Pozo.

Diámetro nominal del LINER a instalar (OD)	7	Plg
Diámetro interno del LINER a instalar (ID)	6,276	Plg
Diámetro nominal del CASING (OD)	9,625	Plg
Diámetro interno del CASING (ID)	8,681	Plg
Diámetro promedio de OPEN HOLE (para calculo de V anular)	9,6	Plg
Diámetro nominal del DRILL PIPE (OD)	5	Plg
Diámetro interno del DRILL PIPE (ID)	4,276	Plg

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

FUENTE: Software Cálculo de Lechadas - SCHLUMBERGER.

Con los diámetros, se ejecuta los cálculos de los volúmenes de lechadas que se introdujeron al pozo, el único valor que cambia es el de OPEN HOLE (hueco abierto o diámetro promedio).¹⁷

Con la distancia del drill pipe (tubería de perforación) se calcula el desplazamiento número uno del cemento en ese intervalo:

$$\text{Volumen de desplazamiento 1} = \frac{4.276^2}{1029.4}$$

$$\text{Volumen de desplazamiento 1} = 0.01776 \text{ Bls} / \text{ft} * 5800 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen de desplazamiento Acople} = 103.02 \text{ Bls}$$

Para el volumen de desplazamiento numero 2, se realiza de la misma forma que el anterior; con el diámetro interno del Liner, el volumen se multiplica con la distancia entre el zapato (shoe) y el collar flotador (collar), en ese intervalo:

$$\text{Volumen de desplazamiento 2} = \frac{6.276^2}{1029.4}$$

$$\text{Volumen de desplazamiento 2} = 0.0383 \text{ Bls} / \text{ft} * 100 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen Tail 1} = 4 \text{ Bls}$$

¹⁷Ver Pagina 45.

El volumen de lechada de cola se bombea al final, se calcula desde el fondo del pozo, primero obteniendo el valor del espacio anular entre el diámetro promedio del pozo perforado y la tubería de revestimiento:

$$volumen\ de\ lechada\ Tail\ 2 = \frac{(9.6^2 - 7^2)}{1029,4} * 1000\ ft * \frac{exceso}{100} + \frac{(9.6^2 - 7^2)}{1029,4} * 1000\ ft$$

$$volumen\ de\ lechada\ Tail\ 2 = 0.0419 \frac{bl}{ft} * 1000 * 0 + 0.0419\ bl/ft * 1000\ ft$$

$$Volumen\ Tail\ 2 = 46.1\ Bls$$

El total de lechada de cola bombeada será la suma de ambas:

$$Volumen\ Tail\ 1 = 4\ Bls + Volumen\ Tail\ 2 = 46.1\ Bls$$

Vol. Tail Total = 49.9 Bls

Los cálculos de la lechada Lead son tres, dependerá de los volúmenes bombeados, esto se debe que en algunas ocasiones puede existir un sobre bombeo al establecido que se dará por varios factores. Para este caso con el ejemplo de la figura 7.3 son tres.¹⁸

La lechada lead de sobre desplazamiento se calcula, tomando la distancia entre el tope de la última tubería de revestimiento hasta el inicio del Liner:

$$volumen\ de\ lechada\ Lead\ 4 = \frac{(8.681^2 - 7^2)}{1029,4} * 200\ ft$$

$$volumen\ de\ lechada\ Lead\ 4 = 0.0256 \frac{bl}{ft} * 200\ ft$$

$$Vol.\ Lead\ 4 = 5.1\ Bls$$

El volumen de lechada de relleno en el espacio anular en la zona de interés se calcula:

¹⁸Ver Pagina 45.

$$volumen\ de\ lechada\ Lead\ 3 = \frac{(9.6^2 - 7^2)}{1029,4} * 2000\ ft * \frac{exceso}{100} + \frac{(9.6^2 - 7^2)}{1029,4} * 2000\ ft$$

$$volumen\ de\ lechada\ Lead\ 3 = 92.2\ Bls$$

El volumen de lechada sobredesplazada por encima del Liner se calcula¹⁹:

$$volumen\ de\ lechada\ Lead\ 5 = \frac{(8.681^2 - 9.6^2)}{1029,4} * 100\ ft$$

$$volumen\ de\ lechada\ Lead\ 5 = 0.0489 \frac{bl}{ft} * 200\ ft$$

$$volumen\ de\ lechada\ Lead\ 5 = 4.9\ Bls$$

Total de barriles de lechada de relleno:

$$\begin{aligned} \text{Vol. Lead 4} &= 5.1\ Bls + \\ \text{volumen\ de\ lechada\ Lead 3} &= 92.2\ Bls + \\ \text{volumen\ de\ lechada\ Lead 5} &= 4.9\ Bls \end{aligned}$$

$$\text{Vol. Lechada Lead Total} = 102.3\ Bls$$

El total de lechadas desplazadas en todo el largo del pozo perforado en la sección de 7 plg, se suma el total de la lechada de relleno y la lechada de cola.

$$\text{Vol. Tail Total} = 49.9\ Bls + \text{Vol. Lechada Lead Total} = 102.3\ Bls$$

$$\text{Volumen total de lechada} = 152.2\ bls$$

¹⁹Ver Página 45.

Al completarse la operación de mezcla, un tapón de caucho es soltado fuera de su receptáculo, su función es la de impedir la contaminación del cemento con el fluido que sirve para desplazar la columna de cemento en sentido descendente por la tubería de revestimiento. El tapón superior es sólido y de un diseño tal que cuando alcanza al primer tapón o al tapón del fondo del collar flotador, produce una completa interrupción en el desplazamiento de los fluidos que se bombean dentro de la tubería de revestimiento.

La llegada del tapón superior a su destino impide que cualquier otro desplazamiento de la lechada de cemento proporcione una buena adherencia del cemento. Después de dejar que el cemento alcance una presión estimada, es decir que fragüe, ± 5 pies por encima de la zapata guía queda cemento.

El intervalo que transcurre entre la tarea de cementación y al reanudación de las operaciones para toma de registros y completación del pozo WOC (tiempo de espera del cemento).

ANÁLISIS DE LAS CEMENTACIONES

El campo VHR posee varias arenas productoras, Basal Tena, M-2, "U" Inferior, "U" Media, "U" Superior, "T" Superior, cada una con un distinto grado API que va desde 28 a 33 grados considerado como crudo liviano y medio,

El campo CUYABENO, el fluido producido proviene de la arenas "U" superior, "U" inferior y "T" pertenecientes a la formación Napo, la que contiene los tres yacimientos de hidrocarburo del campo, con un grado API que va desde 25 hasta 30, considerado un crudo mediano, en las cuales se ha cementado estas zonas de interés de los campos para aislarlas y empezar la productividad dando prioridad a las seleccionadas, dependiendo del estudio que se haya realizado.

Para estudio de este campo, se tomaron 19 pozos para evaluar la calidad de la cementación, misma que dependerá de las arenas productoras, de los espesores considerados por los programas de producción.

De los pozos seleccionados, en 6 pozos se ha registrado trabajos de cementación forzada luego de cementado el pozo y otros posteriores en trabajos de reacondicionamiento, cuatro del campo VHR y dos del campo Cuyabeno. Resultados que se obtuvieron luego de correr los registros de evaluación de cemento, que da toda la información necesaria para tomar medidas para trabajos posteriores.

Para el bombeo de las lechadas, es necesario acondicionar el pozo como se menciona anteriormente, se bombea un lavador y un espaciador para remover el lodo y bajar la reología (cuadro 7.2).

CUADRO No 7.2 – Densidades de Pre-flujos.

DENSIDADES DE FLUIDOS ANTES DE CEMENTO			
POZOS	LODO (ppg)	LAVADOR (ppg)	ESPACIADOR (ppg)
VHR-12D	10.9	8.38	12
VHR-18D	10.2	8.33	12
VHR-19D	10.5	8.33	12
VHR-21D	10.4	8.3	12
CUY-28D	10.6	8.33	12
CUY-36D	10.5	8.38	12

FUENTE: Recaps de Cuyabeno Schlumberger

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

El pozo VHR-12, se cemento la zona de interés en el intervalo 8858 – 8250 pies, con un crudo de 26.7 API para producción, donde hubo una mala cementación en todo ese intervalo, notando en el registro de evaluación USIT – CBL - VDL - GR – CCL, casi en su totalidad ninguna presencia de cemento, notándose líquido y gas cubriendo el espacio anular.

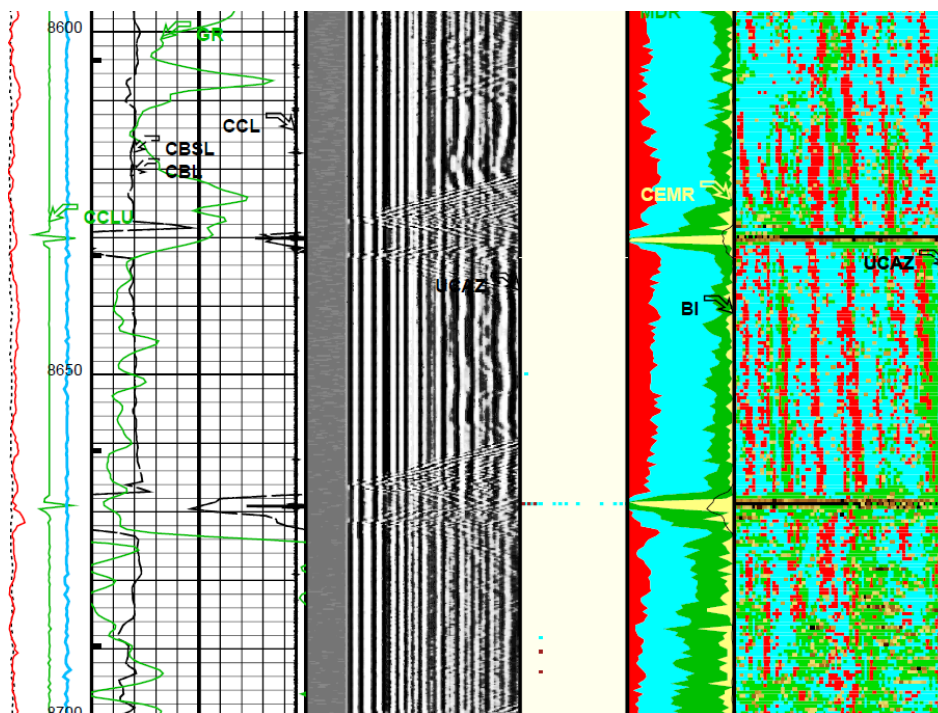


FIGURA No 7.4 – REGISTRO CBL DE UN POZO X DE UNA MALA CEMENTACIÓN.
FUENTE: Recaps Técnicos - SCHLUMBERGER.

Se utilizó 88 barriles de lechada de relleno y 49 barriles de lechada de cola, cantidad calculada para ser bombeada con un diámetro equivalente de 9.49 plg, con un exceso del 10 % para cementar la tubería de producción superficial de 7 plg, centralizada después de conocer el caliper con 9 centralizadores y 18 stop rings. De los resultados obtenidos se realizó un squeeze (cementación forzada) a la zona afectada para mejorarla cementación, disparando el intervalo 8618 – 8622 pies, evaluando y tomando nuevamente registros de cementación que dio como resultado mal cemento, se realizó otro squeeze (cementación forzada) en el intervalo 8588 – 8592 pies, realizaron pruebas y corrieron registros dando como resultado mal cemento, finalmente realizan otro trabajo de cementación forzada, disparan en el intervalo 8130 – 8134 pies, evalúan y toman registros, dando como resultado una mejora en la cementación.

Al terminar de bombear las cantidades de lechadas calculadas se registró en superficie fluido de perforación, dando a conocer que posiblemente se cemento bien todo el intervalo, del cual no se obtuvo registro debido a la cantidad de fluido de perforación que existía en el pozo y en su retorno no

hubo cemento. También el registro nos da presencia de bolsones de gas que puede haber tenido el intervalo, muestra que se tiene indicio en el registro una cierta cantidad.

De acuerdo a los informes finales de Well Services, no se logra correr registros de OH (OPEN HOLE) por condiciones del pozo. El cliente decide realizar la cementación con un diámetro histórico del pad. La lechada tenía las reologías muy cercanas a las dadas por el laboratorio y el control de filtrado fue muy bueno para esta sección.

Este informe, más la densidad del lodo, se obtuvo que el pozo estuviera condicionado para el bombeo de las lechadas, la falta de registro caliper y al tener un diámetro histórico del pad no se evidencio claramente las zonas, y como resultado el pozo puede haber requerido un volumen mayor de lechadas con un rango de densidad mayor, pues el lodo termino con una alta densidad lo cual produjo un desplazamiento de las lechadas más arriba de la zona de interés.

En el pozo VHR-18D, se baja cable eléctrico y se corre registros de cemento CBL-VDL-CCL-GR, la que presenta cemento malo en zonas: “M2”, “Us”, “Ui”, “Ti”, como demuestra el registro, presencia de fluido y presencia parcial de gas.

Se bombeo 83 barriles de lechada de relleno y 35 barriles de lechada de cola, cantidad calculada para un diámetro equivalente de 9.26 plg, para cementar el Liner de 7 plg, con 9 centralizadores y 18 stop rings. Durante el bombeo de lechadas se soltó el dardo y no asentó.

Los resultados obtenidos de los registros disparan el intervalo de 8579 – 8581 pies (2 pies) y realizan squeeze (cementación forzada), disparan intervalo de 8386 – 8388 pies (2 pies) y realizan squeeze (cementación forzada). Evalúan intervalos con registros de evaluación de cemento CBL-VDL-CCL-GR, y da como resultado cemento malo desde 8654 – 6654 pies (2000 pies), la zona de interés para una producción de crudo de 22 API, se decide disparar arena “Us” 8362 – 8372 pies (10 pies).

Se realiza un tercer squeeze (cementación forzada), una fecha posterior a la completación, a la arena “Us” utilizan 100 sacos de cemento más

aditivos, 21 barriles de lechada de densidad 15.8 ppg, 16 barriles en formación, 2 barriles en cámara, 3 barriles reversados con una presión de cierre de 3000 psi. En este intervalo no se realizó registro de evaluación de cemento.

En el pozo VHR-19D, se realiza cementación forzada posterior a la completación y perforación del pozo, se corrió registros de evaluación de cemento CBL – VDL – GR – CCL – PET. Buen cemento en zona de interés “Us” para una producción de crudo de 26 grados API, con 62 barriles de lechada de relleno y 35 barriles de lechada de cola, para una tubería de producción superficial de 7 plg centralizado con 9 centralizadores y 18 stop rings. En la operación de bombeo hubo pérdida de circulación, se continuó bombeando pero no se tuvo retorno.

Se realiza cementación forzada a la arena “Ti” y repunzonan para zona productora, con 90 sacos de cemento tipo “G” más aditivos, barriles de lechada 18.6 de 15.8 ppg, barriles a la formación 16, barriles en cámara (en tubería), 2 barriles reversados 0.6 y una presión de cierre de 3450 psi.

En el pozo VHR-21D, se realiza registro de evaluación de cemento SBT-VDL-GR-CCL, buen cemento en las zonas de interés para una producción de crudo de 31 grados API. Se bombeo 111 barriles de lechada de relleno, 43 barriles de lechada de cola para un diámetro equivalente de 10.054 plg con un Liner de 7 plg, centralizado con 9 centralizadores y 18 stop rings.

En el primer trabajo de workover (reacondicionamiento) se realiza squeeze (cementación forzada) a arena “Ui”, realiza tapón balanceado con 8 barriles de lechada a 15,8 ppg, se utilizan 60 sacos de cemento y disparan arena “Um” (U medio) para hacerla productora.

En el pozo CUYABENO-28D, se corren registros de control de cemento CBL – VDL - GR – CCL. Se registra buen cemento en zona de interés “Ui”, para producción de crudo de 27 grados API. Se realizó la cementación con 168 barriles de lechada de relleno, 67 barriles de

lechada de cola, con un diámetro equivalente de 9.49 plg, para la tubería de producción superficial de 7 plg, centralizado con 14 centralizadores y 14 stop rings.

En el primer workover (reacondicionamiento) realizan cementación forzada en arena “Ui” con 110 sacos de cemento tipo “G” más aditivos, 20 barriles de lechada de 15 ppg, 4 barriles a la formación, 12.2 barriles reversados, 6 barriles en la cámara, 0.3 BPM a 2500 psi, presión de cierre a 3600 psi, posteriormente se corre registros de cementación CCL – CBL – GR Espectral, lo que demuestra buena calidad de cemento.

En el pozo CUYABENO-36D, se corren registros de control de cemento USIT - CBL – CCL - CCL – GR. Se registra cemento malo. Se bombeo 96 barriles de lechada leas, 36 barriles de lechada de cola para un diámetro equivalente de 9.609 plg para un Liner de 7 plg, centralizado con 9 centralizadores y 9 stop rings. Durante el trabajo de cementación no se registra que el “Dardo” asiente, se bombea medio shoe (zapato), track (pista) adicional al desplazamiento y se mantiene presión.

Punzonan el intervalo 8246 – 8250 pies (4 pies) para cementación forzada, por registro se observa líquido y muy poca presencia de gas, cemento medianamente en el anular.

Se vuelve a evaluar la zona de interés después de cementación forzada, se corre registro de cementación USIT - CBL – CCL – GR, se registra buen cemento. Arena de interés “Ui” para producción de crudo de 25.7 grados API.

CUADRO No 7.3 – Pozos Donde Realizaron Squeeze.

POZOS	EXCESO (%)	DIAMETRO EQUIVALENTE (PLG)	DIAMETRO EXTERNO (PLG)	TIPO	CENTRALIZADORES	STOP RINGS	PRESION FINAL DE TAPON (PSI)	SQUEEZE	INTERVALOS DISPARADOS	OBSERVACIONES
VHR-12D	10	9,49	7	Csg. Superficial	9	18	2300	SI	3	Mal cemento en zonas de interés de 8858' – 8250', Buen cemento desde 8250' – 7300'. Se cañoneo 3 veces en intervalos diferentes, T, U, U, BT, Us. Mejoría de cemento en T y U.
VHR-18D	15	9,26	7	Liner	9	18	NO ASENTADO	SI	3	No se asentó el tapón. Presencia de mal cemento en zonas "M2", "Us", "Ui", "Ti" y cemento moderado en zonas "M1", "BT". 8654'-6654' (2000') presenta cemento malo. Realizan Sqz en Us, último trabajo
VHR-19D	-	-	7	Csg. Superficial	9	18	3000	SI Post	1	Hubo pérdida de circulación 240 Bls, sin recuperación. Buen cemento en zona de interés "Us". SQUEEZE en arena Ti. En tercer trabajo de workover
VHR-21D	15	10,054	7	Liner	9	18	3000	SI Post	1	Cemento bueno en las zonas de interés Ui. Se realiza tapón balanceado presurizado en primer trabajo de workover.
CUY-28D	10	9,49	7	Csg. Superficial	14	14	2630	SI Post	1	Buen cemento Ui. Primera cementación forzada a Ui en el primer workover.
CUY-36D	12	9,609	7	Liner	9	9	NO ASIEN TA	SI	1	Cemento malo Ui. Buen cemento Ui después de squeeze. No se observo asentamiento del tapón, acople de dardo con 86 Bls. Track adicional al desplazamiento teórico y mantiene presión a 1100 psi x 5 min + back flow.

FUENTE: Recaps Técnicos Schlumberger.

REALIZADO POR: Nicolás Yépez C.

Los pozos que tuvieron cementación forzada posterior a la completación fueron VHR-12D, VHR-18D y CUYABENO-36D, en estos, los registros de evaluación presento una mala cementación, como en el caso de VHR-12D, no se tuvo cemento en el intervalo de interés, lo cual es posible que estas zonas productoras hayan tenido pérdidas de circulación, bolsones de gas o una densidad baja al fluido de perforación lo que llevo a desplazar el cemento más arriba de lo calculado.

Analizando el número de centralizadores, estos tres pozos tienen 9 y varían en stop rings 18, solo CUYABENO-36D se calculó con 9, a razón que algunos pozos tienen el mismo número, unos tienen mayor numero y otros menor número, lo que no influyo a que se tenga una mala

cementación, descartándolos como parte influyente en un trabajo de cementación de tubería de producción superficial o también un Liner.

En relación a los Liners y tuberías de producción superficiales corridos, no hay influencia en estos porque están a la par en un mismo número en cada pozo. Son pocos los pozos en donde se han usado Liners, en su mayoría se han colocado tuberías de producción superficiales, analizando el diámetro equivalente, se demuestra que no tienen influencia en los trabajos de cementación.

En los pozos VHR-12D y VHR-18D se realizaron 3 trabajos de cementación forzada posterior a la completación, de acuerdo a los análisis anteriores se puede saber que exista una leve posibilidad de falla operativa, por equipos de cementación, cálculos para centralización de liner o tubería de producción superficial, lo que puede dar lugar a que la mala cementación podría darse por fallas en formaciones productoras teniendo perdidas de circulación, zonas con presencia de gas. También se podría decir que existió en un minino caso de densidades del lodo casi o igual que la del cemento lo que llevo a un desplazamiento del cemento hacia arriba de las zonas de interés o como en el caso del pozo VHR-18D se notó una línea de loco a lo largo de la formación pudiendo ser una costra que no removió el lavador químico ni el espaciador por la ultima densidad del lodo.

En el pozo CUYABENO-36D, solo se realizó un trabajo de cementación forzada, por los registros de evaluación de cemento. Se observa que el cemento no alcanzo a cubrir todo el espacio anular, quedándose mezclado con el fluido de perforación o fluido del yacimiento. Punzonan el intervalo de interés para ser productivo y realizan squeeze (cementación forzada), corren registro de evaluación y da como resultado buen cemento. El cemento no llevo a cubrir la zona deseada, no por zonas de gas lo que demuestra el registro, podría haberse dado por una variación de presión en el fluido del yacimiento, lo que llevo a desplazar más al

cemento, evidencia que se da por el bombeo adicional al teórico que se envió para el asentamiento del tapón el cual no se registró.

En los pozos VHR-19D, VHR-21D Y CUYABENO-28D, el registro de evaluación de cementación arrojó resultados de buen cemento en zonas de interés, donde no se realizó trabajos de cementación forzada posterior a la completación, realizándolos después de un tiempo de productividad del pozo.

Se realizó un trabajo de workover (reacondicionamiento) por tercera ocasión en el pozo VHR-19D, para cubrir otra arena productora “Ti” y dispararla para empezar a producirla, notándose por los registros de evaluación donde no existió mala cementación en la zona.

En los pozos VHR-21D y CUYABENO-28D, los registros de cementación dieron una buena cementación en la zona de interés, después de un tiempo de producción del pozo se realizó cementación forzada en el primer trabajo de workover para abrir otro intervalo productor de la arena, disparando y evaluando dieron como resultado buena cementación.

Estos tres pozos fueron correctamente cementados, teniendo como evidencia los registros de evaluación y al tanto que se realizó trabajos posteriores para abrir nuevos intervalos productores.

7.2 ESTABLECER LA MEJOR LECHADA EN LAS ZONAS PRODUCTORAS DE LOS CAMPOS VHR Y CUYABENO PARA MEJORAR EL AISLAMIENTO ZONAL DURANTE LA VIDA DEL POZO

Las lechadas utilizadas en los campos han sido las convencionales, la lechada de relleno de 13.5 y la lechada de cola de 15.8 de densidad, las cuales han tenido mucho éxito en su cementación, pero se ha demostrado que con el pasar del tiempo esta cementación en la zona productora tiende a producirse microanillos o pequeñas fracturas, lo que provocaría en la zona de interés una invasión de fluidos de zonas diferentes.

CUADRO No 7.4 - ARENAS y TEMPERATURAS VHR.				
POZOS	TIPO CSG	BHCT	BHST	ARENAS
VHR-12D	LINER	151	196	U SUP, U INF Y T
VHR-22D	CSG. SUP	157	196	HOLLIN, U Y T
VHR-24D	CSG. SUP	155	192	U SUP, U INF Y T SUP
VHR-16	CSG. SUP	151	196	U Y T
VHR-20	CSG. SUP	149	196	Ti, Ui, Us
VHR-19D	CSG. SUP	0	0	Us Y TI
VHR-18D	LINER	150	196	U SUP, T, M2 Y BASAL TENA
VHR-21D	LINER	152	196	M2, U Y T
VHR-23D	CSG. SUP	141	196	PRIMARIAS: U Y T, SECUNDARIAS M2 Y BASAL TENA
PROMEDIO		150,8	195,5	

FUENTE: Recaps de VHR Schlumberger

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

CUADRO No 7.5 - ARENAS – TEMPERATURAS CUYABENO.				
POZOS	TIPO CSG	BHCT	BHST	ARENAS
CUY-28D	CSG.SUP	151	193	U Y T
CUY-13D	LINER	155	193	PRIMARIAS: U Y T, SECUNDARIAS M2 Y BASAL TENA
CUY-34D	LINER	140	193	U Y T
CUY-35D	LINER	150	195	U Y T
CUY-29D	LINER	145	193	Ts Y U
CUY-30D	LINER	152	194	PRIMARIAS: U Y T, SECUNDARIAS: M1 Y BASAL TENA
CUY-31D	LINER	155	194	T y U
CUY-32D	LINER	155	194	T y U
CUY-36D	LINER	155	195	T y U
CUY-33D	LINER	156	195	PRIMARIAS: U Y T, SECUNDARIAS: BASAL TENA
PROMEDIO		151,40	193,90	

FUENTE: Recaps de Cuyabeno Schlumberger.

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

En los cuadros podemos notar que las arenas de interés en los campos son U, T como principales pertenecientes a la formación Napo, que está constituida por niveles de arenisca y calizas y secundarias basal tena, M1

constituida por lutitas rojas en un par de pozos que son arenas ocasionalmente productoras, en donde se tiene por natural a la formación Hollín como reducida.

Tomando la información sobre las arenas productoras se realizó el diseño de la lechada de relleno y la de cola en el laboratorio, como por ejemplo:

Laboratory Cement Test Report LR Lead 7 Production Csg

Fluid No : QEC PE2009.070b		Client : Petroproduccion		Location / Rig : VHR		Signatures
Date :		Well Name :		Field :		

Job Type	7" csg	Depth	8902.0 ft	TYD	8259.0 ft
BHST	196 degF	BHCT	151 degF	BHP	5081 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	01:02 hr:mn	Heating Rate	1.70 degF/min
Starting Pressure	660 psi	Time to Pressure	01:02 hr:mn	Schedule	0.7-4

Composition

Slurry Density	13.50 lb/gal	Yield	1.70 ft ³ /sk	Mix Fluid	9.127 gal/sk
Solid Vol. Fraction	28.9 %	Porosity	71.1 %	Slurry type	Conventional

Code	Concentration	Sack Reference	Component	Blend Density	Lot Number
G		94 lb of CEMENT	Blend	3.17 SG	
Fresh water	8.954 gal/sk		Base Fluid		
D047	0.020 gal/sk		Antifoam		TU9A0130A1
D020	1.400 %BWOC		Extender		RIG
D167	0.600 %BWOC		Fluid loss		65488
D080	0.014 gal/sk		Dispersant		TU9B0074B0
D197	0.028 gal/sk		Retarder Acc		1112931

Rheology (Average readings)

(rpm)	(deg)	(deg)
300	32.0	42.0
200	27.5	38.5
100	22.5	33.0
60	19.0	30.5
30	16.5	26.0
6	13.5	22.0
3	12.0	20.0

10 sec Gel	12	18
10 min Gel	18	24
1 min Stirring	14	20

Temperature	80 degF	151 degF
	P _r : 17.190 cP T _y : 15.61 lb/100ft ²	P _r : 14.849 cP T _y : 27.85 lb/100ft ²

Thickening Time

Consistency	Time
30 Bc	04:40 hr:mn
70 Bc	05:10 hr:mn

Free Fluid

0.6 mL/250mL	in 2 hrs
At 80 degF and (deg) incl.	
Sedimentation	None

Fluid Loss

API Fluid Loss	165 mL
64 mL in 18 min at 151 degF and 1000 psi	

Comments

General Comment : Lechada facil de mezclar
Fann Reading Comment : Combinacion R1B1
Thickening Time Comment : Celda 217
Other test Comment : El D197 agregar justo antes de mezclar el cemento.

FIGURA 7.5 – Ejemplo de Reporte de Lechada Lead.
FUENTE: Informe Final Laboratorio - Schlumberger

Laboratory Cement Test Report LR Tail 7 Production Csg

Signatures					
Fluid No : QEC PE2009-070a	Client : Petroproduccion	Location / Rig : CPEB70128			
Date :	Well Name :	Field :			
Job Type : 7" csg	Depth : 8902.0 ft	TVD : 8259.0 ft			
BHST : 196 degF	BHCT : 151 degF	BHP : 5081 psi			
Starting Temp. : 80 degF	Time to Temp. : 01:02 hr:mn	Heating Rate : 1.79 degF/min			
Starting Pressure : 880 psi	Time to Pressure : 01:02 hr:mn	Schedule : 9.7-4			
Composition					
Slurry Density : 15.80 lb/gal	Yield : 1.16 ft ³ /sk	Mix Fluid : 5.122 gal/sk			
Solid Vol. Fraction : 41.6 %	Porosity : 58.4 %	Slurry type : Conventional			
Code	Concentration	Sack Reference	Component	Blend Density	Lot Number
G		94 lb of CEMENT	Blend	3.17 SG	
Fresh water	4.994 gal/sk		Base Fluid		
D047	0.010 gal/sk		Antifoam		TU9A0130A1
D153	0.150 %BWOC		Antisettling		TU8F0126A0
D167	0.600 %BWOC		Fluid loss		65488
D080	0.050 gal/sk		Dispersant		TU9B0074B0
D197	0.010 gal/sk		Retarder Acc		1112931
Rheology (Average readings)					
(rpm)	(deg)	(deg)			
300	190.0	208.0			
200	140.5	156.5			
100	80.0	96.5			
60	55.0	73.5			
30	35.5	44.0			
6	16.0	18.5			
3	13.5	14.0			
10 sec Gel	18	16			
10 min Gel	30	32			
1 min Stirring	23	22			
Temperature	80 degF	151 degF			
	Pv: 172.801 cP	Pv: 179.753 cP			
	Ty: 20.66 lbf/100ft ²	Ty: 33.29 lbf/100ft ²			
Thickening Time					
Consistency	Time				
30 Bc	03:50 hr:mn				
70 Bc	03:58 hr:mn				
Free Fluid					
0.0 mL/250mL	in 2 hrs				
At 80 degF and (deg) incl.					
Sedimentation	None				
Fluid Loss					
API Fluid Loss	48 mL				
24 mL in 30 min at 151 degF	and 1000 psi				
Comments					
General Comment : Lechada facil de mezclar					
Fann Reading Comment : Combinacion R1B1					
Thickening Time Comment : Celda 217					
Other test Comment : El D197 agregar justo antes de mezclar el cemento.					

FIGURA 7.6 – EJEMPLO DE REPORTE DE LECHADA TAIL.
FUENTE: Informe Final Laboratorio - Schlumberger

Estas lechadas diseñadas, expuestas a todas las pruebas antes descritas son las que se bombeo a un pozo ya sea con tubería de revestimiento superficial o también con liner.

Con la tecnología CemCRETE, contiene una mayor cantidad de aditivos lo que hace que la lechada tenga mayor durabilidad en tiempo y no afecte la productividad del pozo y de acuerdo a las propiedades que tiene cada una de las lechadas, la que mejor condición tiene en propiedades

mecánicas y asegura una buena cementación en estos campos es la lechada FLEXSTONE. La densidad de esta lechada va desde 7.5 lbm/gal hasta 25 lbm/gal, soporta cambios de temperatura y presión, lo que diferencia de las otras tecnologías en las densidades, en el caso de LITECRETE al ser muy liviana no soportaría la presión de la formación y su diseño esta dado para temperaturas de 450°F, DensCRETE es muy alta en densidad, especialmente se utiliza en formaciones duras con altas presiones.

El cemento está restringido por la tubería de revestimiento y la formación, esto hace que el cemento se expanda para eliminar los espacios vacíos, una mayor expansión se produce una reducción de la porosidad interna de cemento, lo que hace que los fluidos del pozo, el gas no afecte al cemento y en consecuencia el aislamiento zonal.

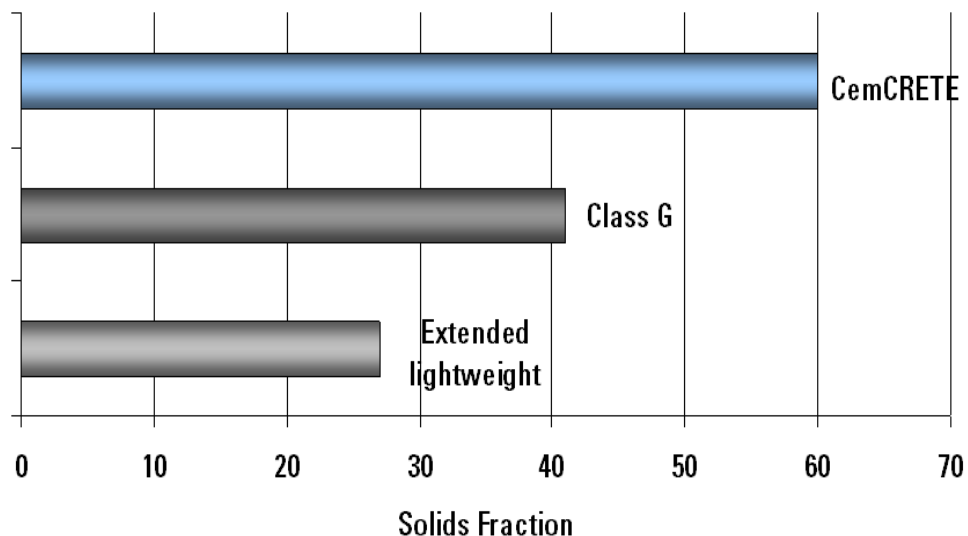


FIGURA NO 7.7 – FRACCIÓN DE SÓLIDOS DE CEMCRETE.
FUENTE: Paper Tecnología CemCRETE - Schlumberger

Se ha diseñado un tipo de lechada para estos campos, a condiciones de temperatura promedio de los pozos perforados, teniendo en cuenta la similitud en arenas como en temperaturas de fondo. En estos campos las arenas contienen una gran permeabilidad y porosidad lo que hace que el diseño de la lechada tenga buenas propiedades para que aisle las zonas de interés y no tener problemas durante la vida productiva.

En el laboratorio se han hecho más de 30 mezclas para las diferentes pruebas que se deben realizar para una lechada, los cuales, según las condiciones de los pozos se ha establecido un diseño de lechada de densidad de 14.5 lb/gal.

Se realizó diferentes mezclas con aditivos sólidos con el cemento y con los aditivos líquidos.



FIGURA 7.8 – MEZCLA DE SÓLIDOS CON CEMENTO.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez – Schlumberger.

Durante estas pruebas se pudo comprobar cómo los aditivos químicos hacen que los sólidos permanezcan en suspensión, añadiendo la cantidad exacta y a su vez tomando muestras en vasos la cantidad de retardador para esta.



FIGURA 7.9 – MUESTRAS DE LECHADAS FLEXSTONE.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

Se trabajó con el viscosímetro de cilindro coaxial rotacional para lechadas pesadas en el programa con R1B5 en la configuración del programa Fluids de CemCADE para la viscosidad, debido a que el equipo trabaja con rotor, el R1 es el tipo de rotor, y B5 el tipo de celda que tiene para este, es más pequeña que el utilizado para el que se usa en lechadas convencionales, lo que hace que el espacio anular entre la celda y la bobina sea pequeña y pueda girar para obtener la viscosidad.



FIGURA 7.10 – VISCOSÍMETRO DE CILINDRO COAXIAL ROTACIONAL.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

Se corre en el consistómetro HP alta temperatura-alta presión, se puso la lechada en la celda y se introdujo en el equipo, empieza desde 80 F Y 15 psi Pes decir a temperatura ambiente.



FIGURA 7.11 – LECHADA PARA PRUEBA EN CONSISTOMETRO.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

Se le deja correr más o menos por una hora y media la muestra antes de empezar a registrar la presión y temperatura, esto se hace cuando están

en operaciones en la locación, la lechada sigue en los tanques mezclándose.



FIGURA NO 7.12 – CONSISTOMETRO HP DE ALTA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA.

FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

En el programa CemCADE, se introducen los parámetros que se desea, esto es a condiciones del cliente, se llena con los datos de fecha, hora, día, etc., y empieza el software a correr, empieza respectivamente en el equipo cuando manualmente se aprieta “start”.

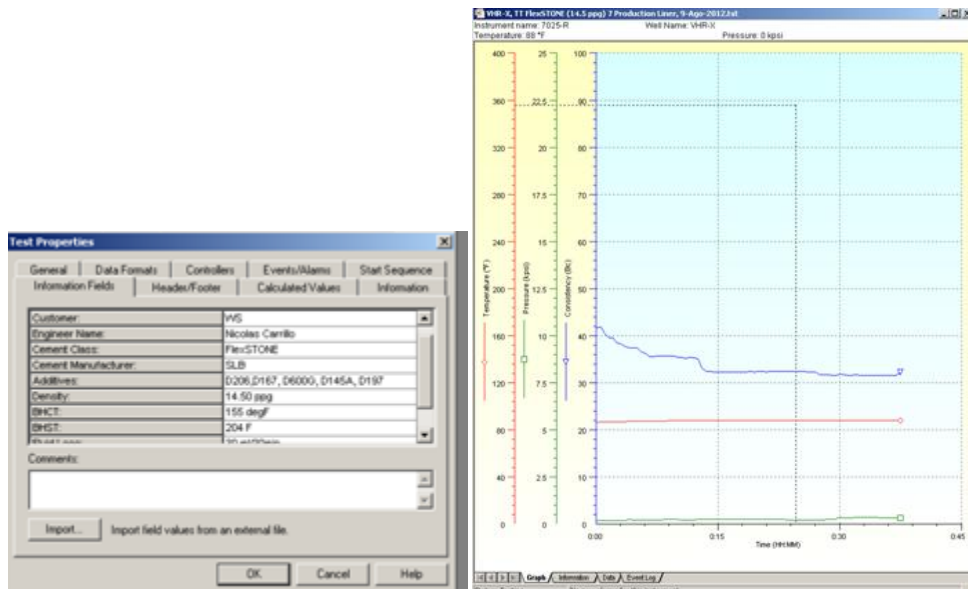


FIGURA NO 7.13 – EJEMPLO DE SOFTWARE Y GRAFICA DE CORRIDA DE LECHADA EN CONSISTOMETRO.

FUENTE: Imagen software CemCADE FLUIDS - Schlumberger

Corrida en tiempo de pre-mezcla, después se incrementa la temperatura y presión (BHCT y BHP), desde este momento empieza a contar el tiempo de espesamiento.

El equipo mide la consistencia de la lechada, que es el tiempo en el cual la lechada fragua y puede soportar los trabajos posteriores en los trabajos de perforación y completación del pozo.

A las condiciones siguientes:

CUADRO No 7.6 – Condiciones Para Diseño De Lechada.

PROFUNDIDAD PROMEDIO	9500
BHST (F)	196 hasta 213
BHCT (F)	155
TEMP. INICIO (F)	80
PRESION INICIO (PSI)	600
TIEMPO DE PRE- MEZCLA	2 HR:18MIN
Densidad	14,5 lb/gal

FUENTE: Recaps Schlumberger

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

Las pruebas que se realizaron son las siguientes:

CUADRO No 7.7 - PRUEBA 1						
COMPOSICIÓN SÓLIDOS			COMPOSICIÓN ADITIVOS			
Cemento G PCR			Agua fresca			
D178			D206			
D166			D600G			
D181			D167			
			D145A			
			D197			
			D075			
			F103			
REOLOGÍA						
VELOCIDA D (rpm)	A 80 F y 15 PSI	A 80 F y 15 PSI	AVER AGE	A 155 F y 15 PSI	A 155 F y 15 PSI	AVER AGE
300	75	75	75	67	67	67
200	65	57	61	78	45	61,5
100	39	32	35,5	30	25	27,5
60	27	22	24,5	22	17	19,5
30	19	14	16,5	15	12	13,5
6	10	9	9,5	9	8	8,5
3	7	5	6	4	3	3,5
10 SEC GEL	8			10 SEC GEL	6	
10 MIN GEL	14			10 MIN GEL	12	
1 MIN	10			1 MIN	9	
Pv			Ty			Ty
152			11,4			51
OBSERVACIÓN						
No alcanzo el rango de Ty en caliente, prueba de TT gelifico.						
HECHO POR: Nicolás Yépez C. en laboratorio de WELL SERVICES SCHLUMBERGER.						

CUADRO No 7.8 - PRUEBA 2						
COMPOSICIÓN SÓLIDOS				COMPOSICIÓN ADITIVOS		
Cemento G PCR				Agua fresca		
D178				D206		
D166				D600G		
D181				D167		
D174				D145A		
				D197		
				D075		
				F103		
REOLOGÍA						
VELOCIDA D (rpm)	A 80 F y 15 PSI	A 80 F y 15 PSI	AVER AGE	A 155 F y 15 PSI	A 155 F y 15 PSI	AVER AGE
300	112	112	112	204	204	204
200	87	82	84,5	156	148	152
100	53	49	51	105	99	102
60	40	34	37	87	77	82
30	29	22	25,5	68	57	62,5
6	17	13	15	43	30	36,5
3	12	10	11	26	29	27,5
10 SEC GEL	11			10 SEC GEL	22	
10 MIN GEL	25			10 MIN GEL	74	
1 MIN	15			1 MIN	42	
Pv	Ty		Pv		Ty	
215	18		344,8		7,71	
OBSERVACIÓN						
El añadió el aditivo D174, No alcanzo el rango de Ty en frio como en caliente y la viscosidad es muy baja.						

HECHO POR: Nicolás Yépez C. en laboratorio de WELL SERVICES SCHLUMBERGER.

CUADRO No 7.9 - PRUEBA 7						
COMPOSICIÓN SÓLIDOS				COMPOSICIÓN ADITIVOS		
Cemento G PCR				Agua fresca		
D178				D206		
D166				D600G		
D181				D167		
D174				D145A		
				D197		
				D075		
				F103		
REOLOGÍA						
VELOCIDA D (rpm)	A 80 F y 15 PSI	A 80 F y 15 PSI	AVERAG E	A 155 F y 15 PSI	A 155 F y 15 PSI	AVERAG E
300	157	157	157	255	255	255
200	118	111	114,5	196	186	191
100	75	67	71	135	124	129,5
60	54	46	50	110	95	102,5
30	38	32	35	86	70	78
6	21	17	19	49	44	46,5
3	15	13	14	31	35	33
10 SEC GEL	15			10 SEC GEL	31	
10 MIN GEL	38			10 MIN GEL	74	
1 MIN	20			1 MIN	48	
Pv			Ty			Ty
114			18,08			51,27
OBSERVACIÓN						
Cambia la cantidad del aditivo D075, aumenta un poco en gramos para alcanzar la reología, No alcanzo el rango de Ty en caliente. No fraguo la lechada.						

HECHO POR: Nicolás Yépez C. en laboratorio de WELL SERVICES SCHLUMBERGER.

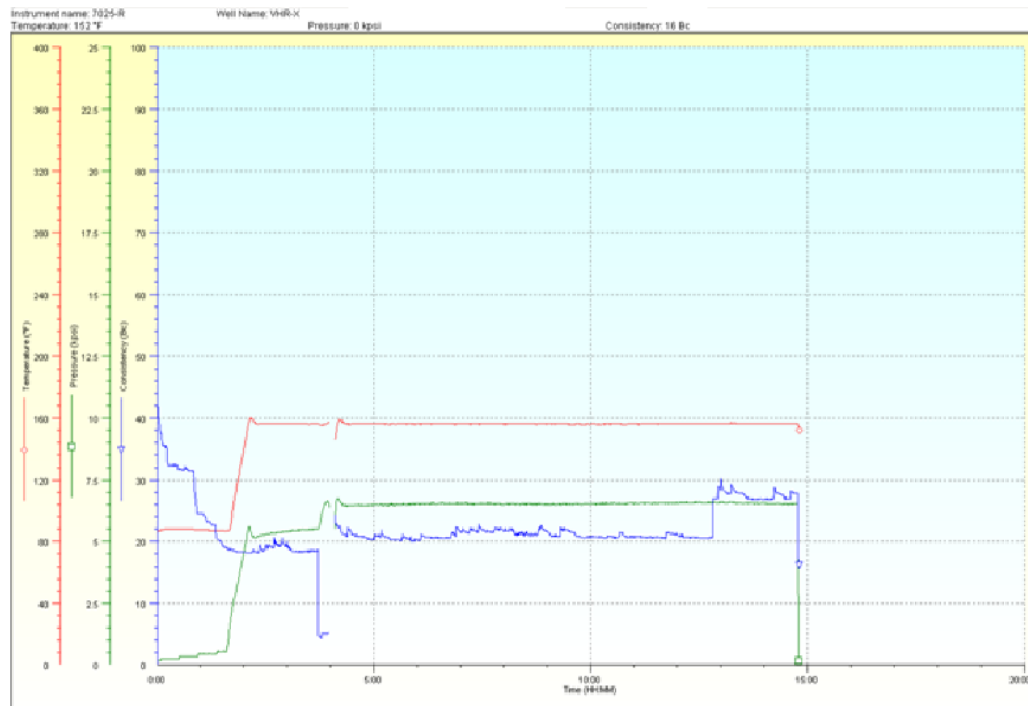


FIGURA NO 7.14 – LECHADA NO FRAGUADA.
FUENTE: Imagen software CemCADE Consistometro HP - Schlumberger



FIGURA NO 7.15 – LECHADA GELIFICADA.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

En una siguiente prueba con otra mezcla y puesta en el consistometro:

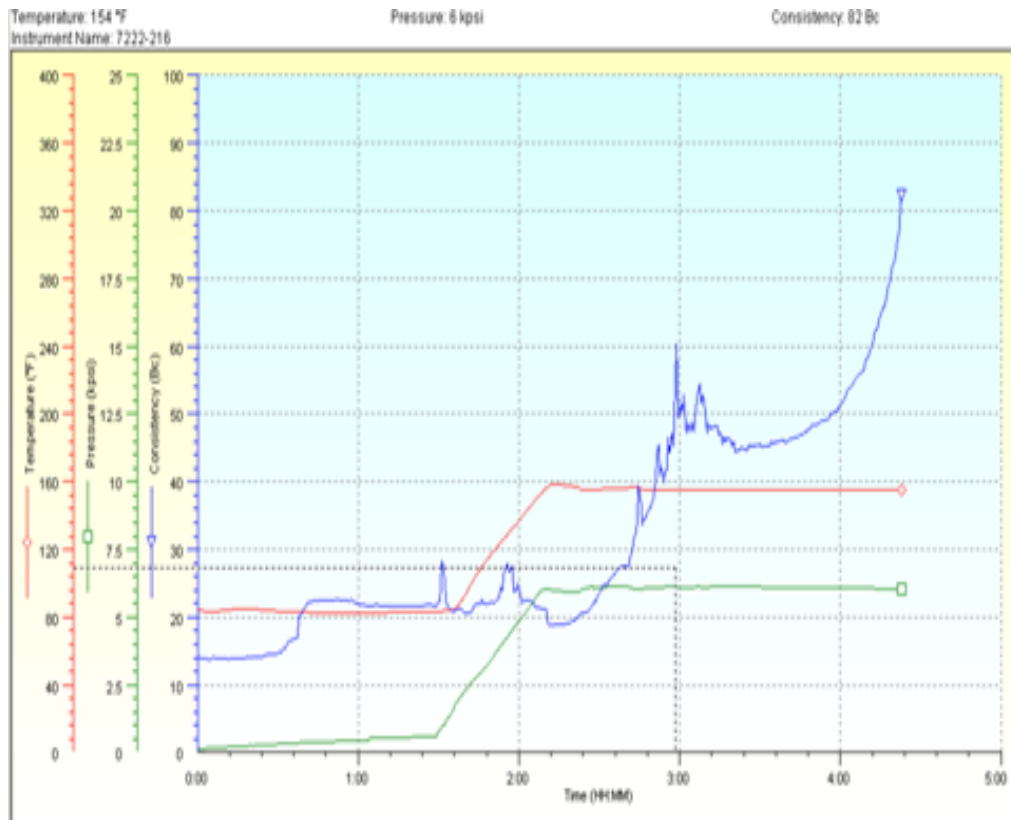


FIGURA NO 7.16 –LECHADA GELIFICADA.

FUENTE: Imagen software CemCADE Consistometro HP - Schlumberger

Se nota en la figura 7.16 que empieza a elevarse, alcanza un pico, desciende, tiene otro pico y desciende, esto quiere decir que durante la prueba un poco de cemento se introdujo al diafragma lo cual produjo esa variación, en los 50 Bc ya empezó a solidificarse notándose en el tiempo lo que estaba diseñado para 6 horas. No alcanzo el TT (tiempo de bombeabilidad) se debe añadir un poco de retardador.

CUADRO No 7.10 - PRUEBA 14						
COMPOSICIÓN SÓLIDOS				COMPOSICIÓN ADITIVOS		
Cemento G PCR				Agua fresca		
D178				D206		
D166				D600G		
D181				D145A		
D174				D197		
				F103		
REOLOGÍA						
VELOCIDA D (rpm)	A 80 F y 15 PSI	A 80 F y 15 PSI	AVERAG E	A 155 F y 15 PSI	A 155 F y 15 PSI	AVERAG E
300	80	80	80	127	127	127
200	58	54	56	95	90	92,5
100	34	31	32,5	61	57	59
60	25	21	23	46	45	45,5
30	18	15	16,5	35	34	34,5
6	12	10	11	20	21	20,5
3	10	8	9	16	17	16,5
10 SEC GEL	11			10 SEC GEL	15	
10 MIN GEL	21			10 MIN GEL	25	
1 MIN	14			1 MIN	17	
Pv	Ty		Pv		Ty	
169,62	10.2		242,83		25,5	
OBSERVACIÓN						
Aumento el aditivo D145A. Densidad tomada la propuesta, Prueba en consistometro bien, prueba en UCA bien, control de filtrado en rango bien. Lechada aprobada.						

HECHO POR: Nicolás Yépez C. en laboratorio de WELL SERVICES SCHLUMBERGER.



FIGURA NO 7.17 – LECHADA FRAGUADA.
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

La cifra que debe marcar P_v que es la viscosidad debe ser menor a 500 y mayor a 100 Cp., el rango que debe tener T_y que es el punto cedente o velocidad de circulación es entre 10 a 50, lo cual esta lechada cumple con lo establecido al realizar todas las pruebas en el laboratorio.

Se realizó la prueba de pérdida de fluido (fluid loss), donde se colocó el cemento en el tubo cilíndrico, se selló y con gas a la presión de 1000 PSI y 155 F de temperatura se tomó en un rango de 5 minutos hasta los 30 minutos la prueba hasta que el cemento deje de gotear agua por la parte inferior de la celda, la cual contiene un tubo donde sale el agua de la lechada.



FIGURA NO 7.18 – MUESTRA DE EQUIPO PARA PERDIDA DE FLUIDO (IZQUIERDA), CILINDRO CONTENEDOR Y LECHADA DESHIDRATA (DERECHA).
FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

La prueba arrojó los siguientes datos expuestos en la tabla:

CUADRO No 7.11 – Tabla de Volumen de líquido desplazado.

TIEMPO	VOLUMEN
minutos	ml
30 segundos	6
1	8
5	12
10	15
15	17

FUENTE: Nicolás Yépez - Schlumberger

Se calcula la cantidad de fluido mediante la siguiente ecuación:

$$FL = \sqrt{\frac{30}{T(min)} * V(ml) * 2}$$

$$FL = \sqrt{\frac{30}{15 min} * 17 ml * 2}$$

$$FL = 48.08 ml/min$$

Dónde:

T= tiempo en min

V= volumen de agua desplazada en mililitros.

FL= pérdida de fluido (fluid loss)

Esta prueba es aceptable porque está por debajo del rango permitido.

En la prueba de agua libre, se dejó la lechada en una probeta graduada de 250 ml en un tiempo de dos horas.



FIGURA NO 7.19 – LECHADA EN PROBETA DE 250ML PARA PRUEBA DE AGUA LIBRE.

FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

El resultado fue de 0ml/250ml a 155 F de temperatura.

En la prueba de expansión, como en la resistencia a la compresión:



FIGURA NO 7.20 – CILINDRO QUE MUESTRA LA EXPANSIÓN DE LA LECHADA (IZQUIERDA) Y PRUEBA DE ESFUERZO A LA COMPRESIÓN (DERECHA).

FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

Dando un resultado de una expansión en el cilindro de 3 milímetros, a este resultado lo exponemos a medidas de pozo y el casing (tubería de revestimiento) nos dará una alta expansión que será aceptable para la formación y el liner.

En el esfuerzo a la compresión, se explica en la siguiente tabla:

CUADRO No 7.12 – Tabla de Resultados de Resistencia a la Compresión.

Tiempo de curado Hr:min	Medida del cubo de cemento en cm	Equivalencia de la pulgada en cm	Valor calculado	Valor calculado	Valor tomado de la prensa hidráulica en LbF	Resistencia a la compresión en psi
00:00	5	2,54	1,969	3,875	0	0
12:00	5	2,54	1,969	3,875	9000	2322,58
24:00	5	2,54	1,969	3,875	9760	2518,7
36:00	5	2,54	1,969	3,875	10500	2709,67
48:00	5	2,54	1,969	3,875	11095	2863,22
	TEMP:	155 DegF		TIEMPO:	48:00 hr:mn	

FUENTE: Laboratorio Well Services Schlumberger

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

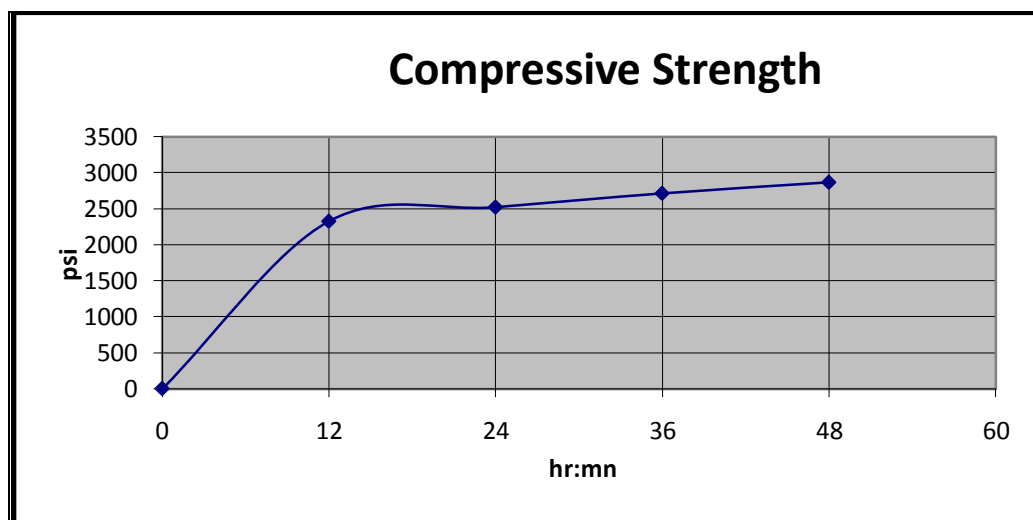


FIGURA NO 7.21 –ESFUERZO A LA COMPRESIÓN.

FUENTE: Nicolás Yépez - Schlumberger

La resistencia máxima para esta lechada de 14.5 lb/gal de densidad es de 3000 PSI, tomados en la prensa hidráulica con el rompimiento de cubos de cemento curados en la cámara de curado.



FIGURA NO 7.22 – CUBOS DE CEMENTO CURADO.

FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

En la prueba de sedimentación, la lechada curada en agua se cortó en 4 pedazos de 3 centímetros y una de dos centímetros, se tomó el peso, se lo introdujo en agua y se esperó a que decante, se volvió a tomar el peso la primera sección mojada, esto para todas las secciones lo que nos dio los siguientes resultados:



FIGURA 7.23 – CILINDRO CONTENEDOR DE LECHADA CURADA.

FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

CUADRO No 7.13 – Tabla de Resultados de Sedimentación.

Secciones de cemento fraguado	Longitud de secciones	Peso en gramos muestra en el aire	Peso en gramos muestra en agua	S.G.	Densidad de sección (lb/gal)	Densidad de lechada (lb/gal)	% diferencia de densidades
Sección A	3	19,8	11,4	1,73684	14,4679	14,34	0,892
Sección B	3	20,7	12	1,72500	14,3693	14,34	0,204
Sección C	3	37,96	22,2	1,70991	14,2435	14,34	-0,673
Sección D	2	38,69	22,57	1,71422	14,2795	14,34	-0,422

FUENTE: Schlumberger

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

La diferencia de densidades con respecto a la sección superior A, son ligeras y no se observa una secuencia lógica de incremento, por lo que se concluye que no hay sedimentación.

Para la resistividad se colocó la lechada a una temperatura de 155 F en el cilindro contenedor, se le introdujo en el consistometro por un tiempo de 24 horas.



FIGURA NO 7.24 – CILINDRO CONTENEDOR DE LECHADA PARA PRUEBA UCA (IZQUIERDA) Y EQUIPO (DERECHA).

FUENTE: Foto Nicolás Yépez - Schlumberger

Sobre la lechada se coloca una pequeña cantidad de agua, esto se realiza para que al momento de cerrar el cilindro, no de la certeza que la lechada a cubierto todo el recipiente.

En el software se registra la prueba a cada minuto, la línea roja representa la temperatura en grados Fahrenheit, la línea azul es el tiempo de tránsito en microsegundos sobre pulgada, la línea verde es la resistencia a la compresión que se realiza en esta prueba igual a la de la prensa hidráulica en PSI, la línea purpura representa el valor de la impedancia acústica en MRayl sobre segundos.

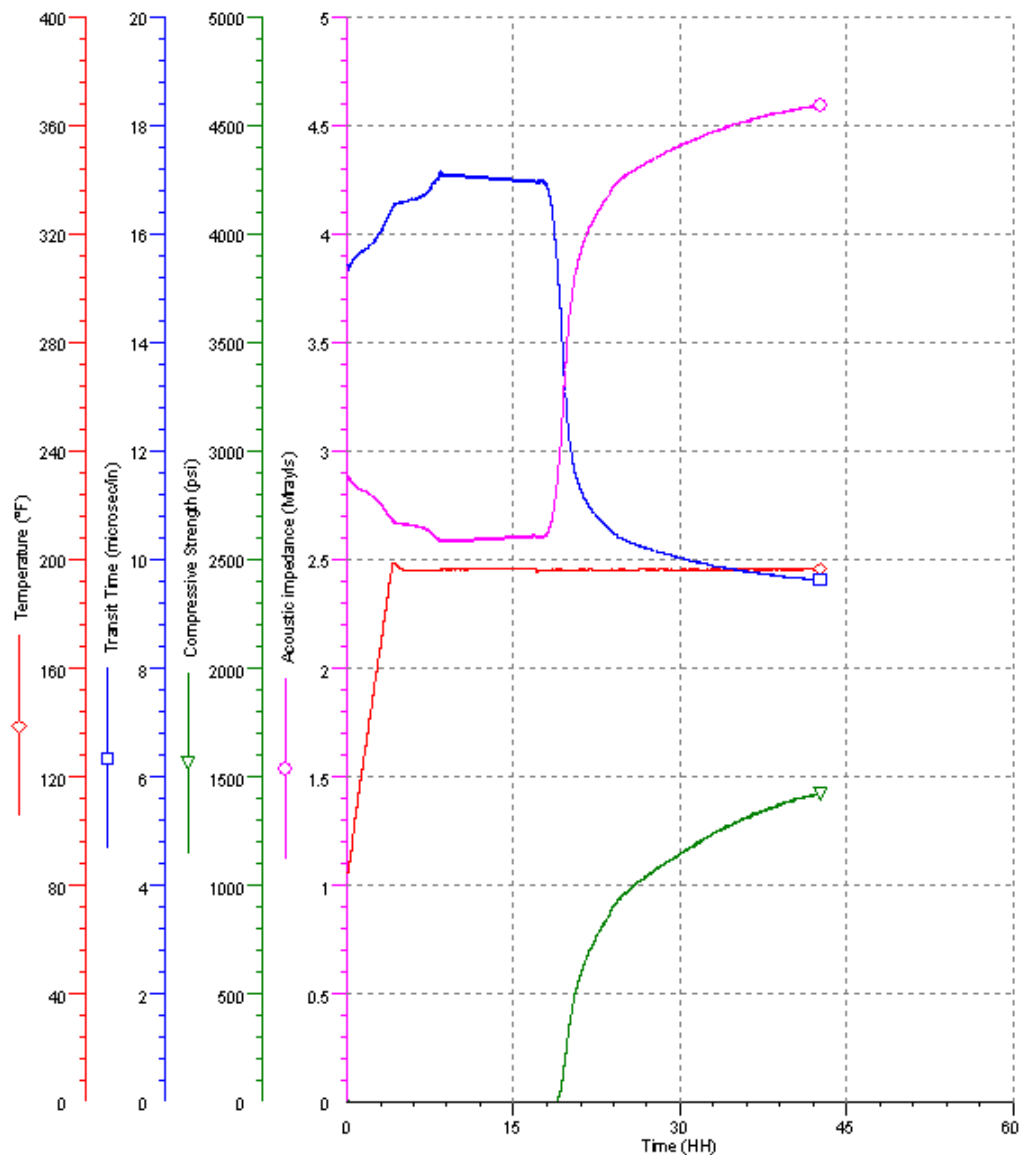


FIGURA NO 7.25 - EJEMPLO DE GRAFICA DE PRUEBA UCA.

FUENTE: Nicolás Yépez, David Guanga

El informe final para esta lechada es factible y se podrá utilizar para los campos VHR y Cuyabeno.

CUADRO No 7.14 – Reporte de Diseño de Lechada FlexSTONE.

Laboratory Cement Test Report VHR-Cuyabeno, LR FlexSTONE (14.5 ppg) 7 Production Liner, Agosto-2012

Fluid No : PE2012-001^a		Client : EPPetroecuador	Location / Rig : CPEB	Signatures	
Date : Aug-08-2012	Well Name : VHR_Cuyabeno	Field : VHR-Cuyabeno		Nicolas Yépez	
				David Guanga	

Job Type	7 Liner	Depth	10423.0 ft	TVD	9325.0 ft
BHST	213 degF	BHCT	155 degF	BHP	6100 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	02:18 hr:mn	Heating Rate	0.64 degF/min
Starting Pressure	639 psi	Time to Pressure	02:18 hr:mn	Schedule	API

Composition

Slurry Density	14.50 lb/gal	Yield	1.29 ft³/sk	Mix Fluid	3.949 gal/sk
Solid Vol.	59.0 %	Porosity	41.0 %	Slurry type	FlexSTONE
Fraction					

Code	Concentration	Sack Reference	Component	Blend Density	Lot Number	Orden de mezcla	de
FLEXSTONE-C		100 lb of BLEND	Blend	2.20 SG			
Fresh water	2.934 gal/sk		Base Fluid				
D206	0.030 gal/sk		Antifoam		S0701101	1	
D600G	0.800 gal/sk		GASBLOK		LG11H20RIP	2	
D145A	0.060 gal/sk		Dispersant		9402032	3	
D197	0.100 gal/sk		Retarder Acc		7028536	Agregar al final	
F103	0.025 gal/sk		Surfactant		TU1J0200A0	Agregar al final	
D174	12.000 %BWOC		Expanding ce		SLB2012	Mezclado en blend	

Rheology

Temperature	80 degF			155 degF		
(rpm)	Up (deg)	Down (deg)	Average (deg)	Up (deg)	Down (deg)	Average (deg)
300	80.0	80.0	80.0	127.0	127.0	127.0
200	58.0	56.0	57.0	95.0	90.0	92.5
100	34.0	34.0	34.0	61.0	57.0	59.0
60	26.0	25.0	25.5	46.0	45.0	45.5
30	18.0	15.0	16.5	35.0	34.0	34.5
6	12.0	11.0	11.5	20.0	21.0	20.5
3	10.0	8.0	9.0	16.0	17.0	16.5
10 sec Gel	11 deg - 13.06 lbf/100ft ²			15 deg - 17.81 lbf/100ft ²		
10 min Gel	23 deg - 27.32 lbf/100ft ²			25 deg - 29.69 lbf/100ft ²		
1 min Stirring	14 deg - 16.63 lbf/100ft ²			17 deg - 20.19 lbf/100ft ²		
Rheo. computed	Viscosity: 155.520 cP Yield Point: 10.79 lbf/100ft ²			Viscosity: 227.769 cP Yield Point: 25.50 lbf/100ft ²		

Thickening Time

Consistency	Time
Remark : Thickening time do not include batch time	
30 Bc	04:15 hr:mn
70 Bc	05:05 hr:mn
Batch Mix Time : 01:45 hr:mn	at 80 degF

Crush CS

Time	CS
24:00 hr:mn	2518 psi
48:00 hr:mn	2863 psi

Free Fluid

0.0 mL/250mL in 2 hrs
At 155 degF and 0(deg) incl

Sedimentation : **None**

Fluid Loss

API Fluid Loss **48 mL**

In 15 min at 155 degF and 1000 psi

Comments

General Comment :

Fann Reading Comment : Arreglo R1B5.

Thickening Time Comment : **Celda 809-R.**

Other tests Comment : Densidad medida = 14.5 ppg

FUENTE: Nicolas Yépez, David Guanga

VHR-Cuyabeno, LR FlexSTONE (14.5 ppg) 7 Production Liner, Agosto-2012 - Shear Stress Vs Shear Rate
@ Temperature : 155 degF and Pressure : 15 psi

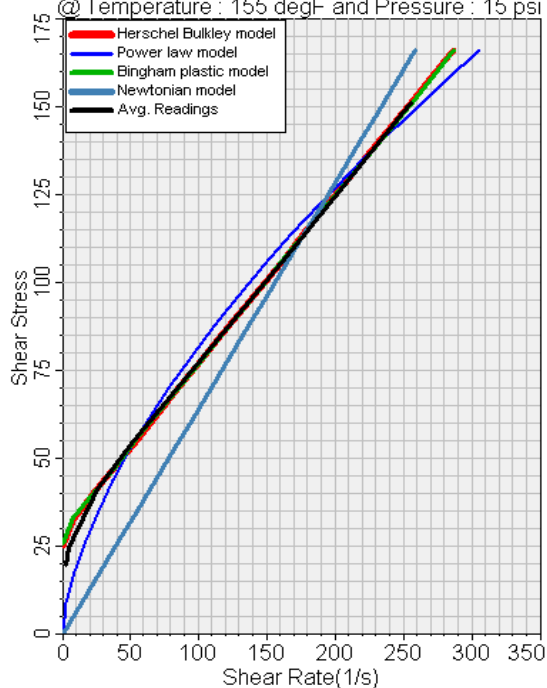
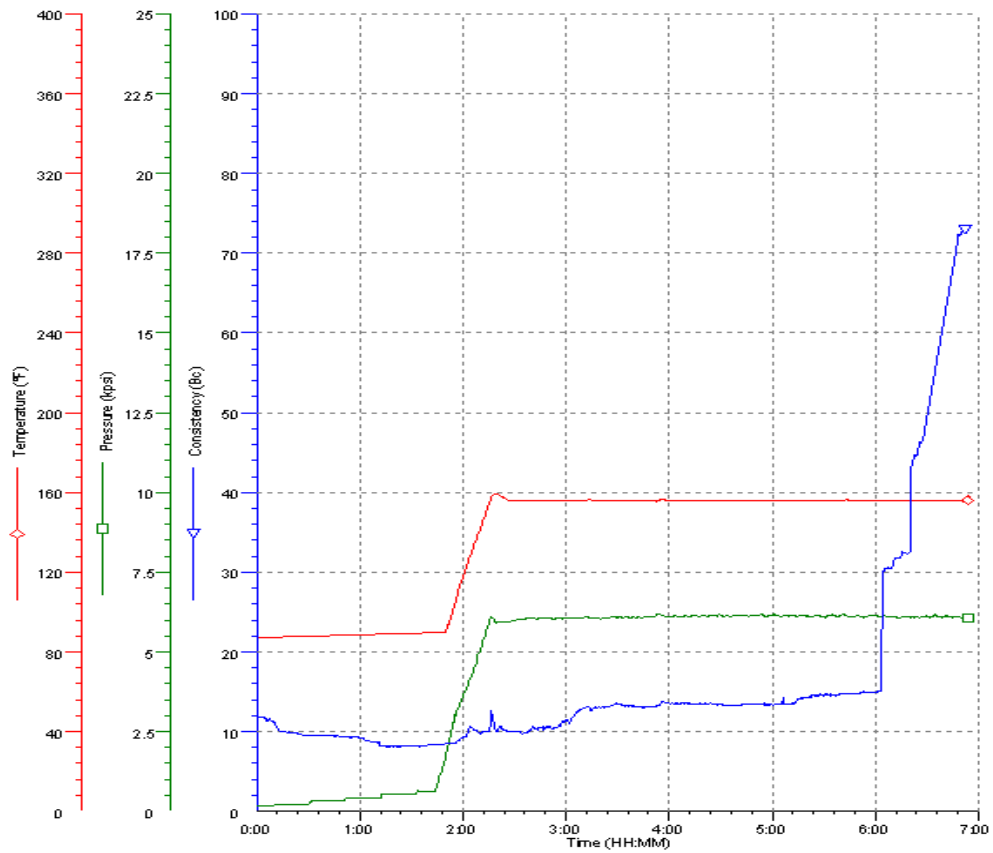


FIGURA NO 7.26 –STRESS VS RATA DE CORTE.

FUENTE: Nicolas Yépez, David Guanga

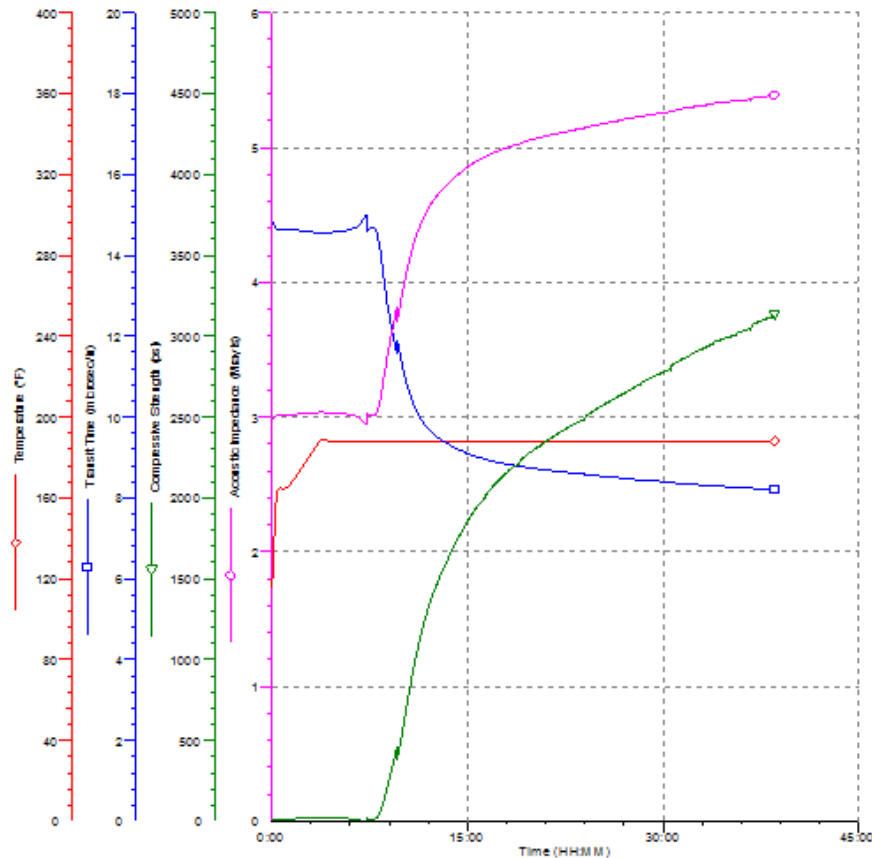


**FIGURA NO 7.27 –PRUEBA EN CONSISTOMETRO DE LECHADA FLEXSTONE.
FUENTE: Nicolás Yépez, David Guanga**

Well ID: VHR-X
 Test Start: 8/16/2012 2:10:40 PM
 Test Stop: 8/18/2012 8:50:09 AM

Customer: WS
 Strength: 3131 psi
 Algorithm: Compressive strength type B (more than 14 b/gal)

BHST: 213 F
 50 psi @ 19:11:00
 500 psi @ 20:33:00



CHANDLER
 ENGINEERING

Test File Name: VHR-X, UCA FlexSTONE(14.5 ppg) 7 Production Liner, 16-Ago-2012.tst
 Printed: 8/28/2012 12:14:11 PM

Page 1

FIGURA NO 7.28 –PRUEBA UCA DE LECHADA FLEXSTONE.
FUENTE: Nicolás Yépez, David Guanga

En la vida productiva de un pozo las lechadas FlexSTONE son capaces de soportar los stress y tensiones generados por las completaciones, disparos, cambio de completaciones o cambio de método de producción, soportando y evitando los esfuerzos por tracción, compresión y microanillos (figura 7.29 y 7.30), a 2400 PSI de presión y 80°F de temperatura, demostrado por los experimentos realizados en laboratorio, y a su vez la factibilidad del uso de esta lechada para los pozos de los campos VHR y CUYABENO.

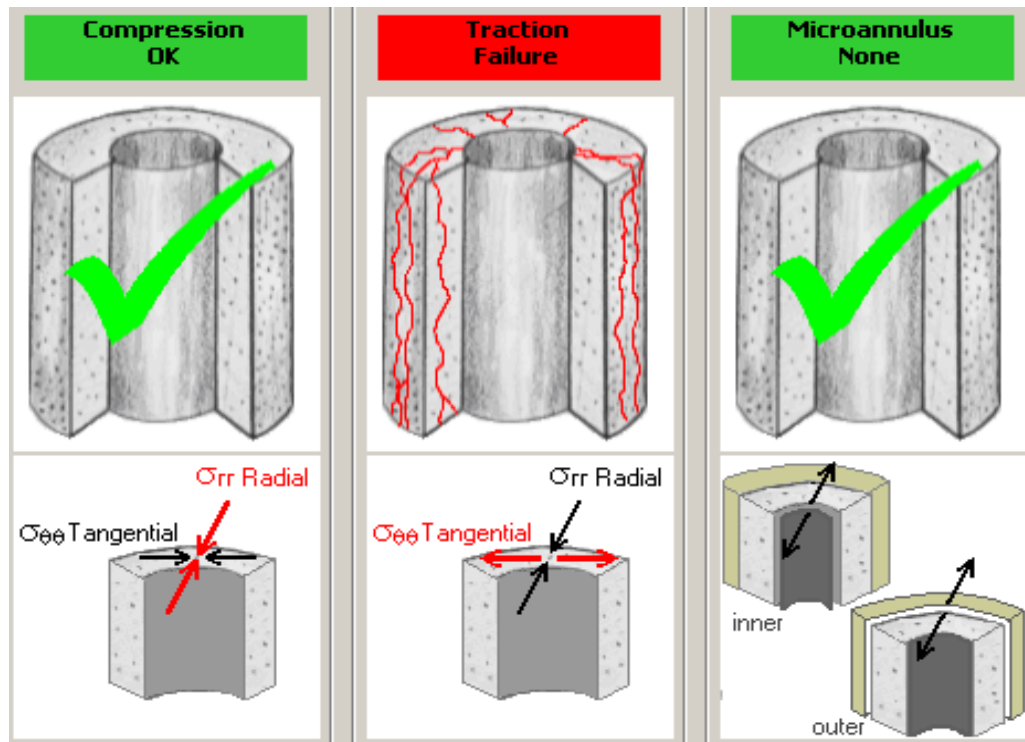


FIGURA NO 7.29 –ANÁLISIS DE ESFUERZOS LECHADA CONVENCIONAL 15.8 ppg.
FUENTE: Paper FlexSTONE - SCHLUMBERGER

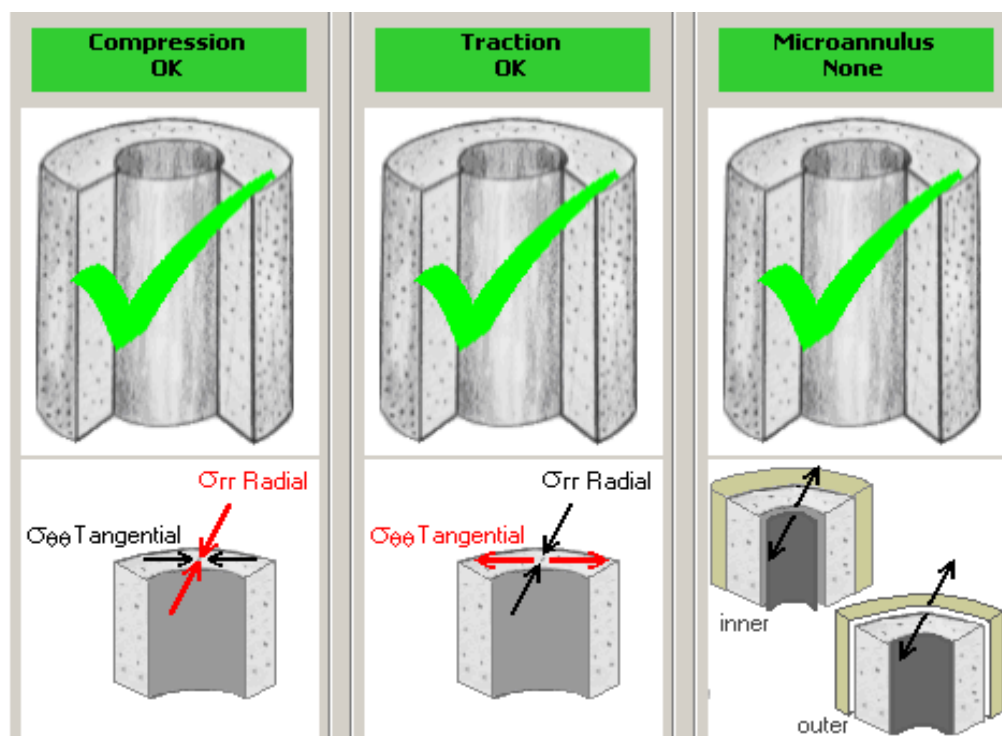


FIGURA NO 7.30 – ANÁLISIS DE ESFUERZOS FlexSTONE 14.5 ppg.
FUENTE: Paper FlexSTONE - SCHLUMBERGER

7.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE LA CEMENTACIÓN CONVENCIONAL Y TECNOLOGÍA CemCRETE.

El análisis de costos de la lechada de relleno como la lechada de cola se realiza por separado, de acuerdo al volumen de lechada desplazada en el pozo más las herramientas utilizadas en la operación, al final se suma y se tiene un total que será el facturado.

Primero como información se tiene, el diámetro del hoyo y el diámetro de la tubería de revestimiento o también el liner, la profundidad total y la distancia entre la profundidad y el tope del cemento en el punto de la última tubería de revestimiento.

El primer dato es la distancia entre el la profundidad el pozo menos el final de la última tubería de revestimiento, el exceso que se tuvo de cemento en porcentaje dividido para cien se multiplica por el diámetro del hoyo, que en este caso es 8 ½ plg más el diámetro.

El volumen medido en barriles de la lechada de relleno con su densidad y el volumen en barriles de la lechada de cola con su densidad, se suman los volúmenes de ambas lechadas, el número de centralizadores debe ser ingresado más las herramientas, aditivos líquidos y sólidos separado del cemento que representara el costo de materiales. Se incluye el costo del servicio dado al cliente, se suman los costos de materiales más el de servicio y se obtiene un costo total.

El costo total se divide para el volumen total de las lechadas en barriles que será el costo por barril de lechada desplazada, para el costo por pie, se divide el costo total para la distancia en pies de la profundidad del pozo hasta el último punto de la tubería de revestimiento anterior a la puesta en la sección 8 ½ plg.

CUADRO No 7.15 – Costos Estimados De Trabajo De Cementación.

POZO	SECCIÓN	CASING	PROF	TOC	PROF - TOC	EXCESO	DIAMETR O+ EXCESO
VHR X	8,5	7	9.000	8642	358	0,1	9,4
CUYABENO Y	8,5	7	8500	7900	600	0,15	9,8

POZO	BLS COLCHON	BLS. LECHADA LEAD	DENSIDAD LEAD	BLS LECHADA TAIL	DENSIDAD TAIL	TOTAL BLS	REVERSO
VHR X	60	15	13,5	40	15,8	55	0
CUYABE NO Y	60	44	13,5	54	15,8	98	0

POZO	CENTRALIZADORES	COSTO MATERIALES	COSTO SERVICIOS	TOP JOB	COSTO TOTAL	COSTO / BLS	COSTO / FT
VHR X	11	60.000,00	13000,00	0	73000,00	1327,27	203,91
CUYABE NO Y	14	54.000,00	12.000,00	0	66000,00	673,47	110,00

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

Este cálculo de costos se realiza en todas las operaciones de cementación convencional y es un estimado a los costos reales.

Con la tecnología FlexSTONE que es de mejores características para la cementación de esos campos, se dará un estimado en costos para un trabajo en locación.

De los costos obtenidos en la cementación convencional, un trabajo de cementación con tecnología FlexSTONE tendrá un costo del 30% por barril adicional que la convencional. Este porcentaje adicional es por la cantidad de aditivos sólidos y químicos que contiene la lechada.

CUADRO No 7.16 – COSTOS ESTIMADOS ENTRE FLEXSTONE Y CEMENTACIÓN CONVENCIONAL.

COSTO TOTAL	FLEXSTONE (30% adicional)	COSTO / BLS	FLEXSTONE COSTO / BLS	COSTO / FT	FLEXSTONE COSTO / FT
73000,00	94900,0	1327,27	1725,45	203,91	265,08
66000,00	85800,0	673,47	875,51	110,00	143,00

HECHO POR: Nicolás Yépez C.

Estos costos estimados de un trabajo de cementación, recalca que se utiliza una sola lechada de FlexSTONE que difiere de la cementación convencional que utiliza dos.

En muchos trabajo de cementación, a un promedio dado analizando pozos anteriores, hubo 6 pozos de un total de 19 pozos analizados, donde realizaron trabajos de reacondicionamiento, que por razones analizadas hubo una mala cementación, de tal manera que para un trabajo de remediación utilizando la plataforma de perforación o con plataforma de reacondicionamiento, el estimado para realizar ese trabajo redondea los 200,000 USD con un retraso de 3 días para que inicie la producción del pozo. El precio estimado del trabajo de remediación de la cementación se da por varios factores como; el costo diario de la plataforma, aproximadamente 45000 USD diario, toma de registros eléctricos que en ocasiones se realizan dos veces, un nuevo diseño de lechada y el trabajo y la cantidad de detonaciones que se deberá realizar.

Con el uso de la lechada FlexSTONE, evitaría el uso de todo ese valor de remediación, esto por su arreglo de partículas que hace que la lechada tenga una menor porosidad, se expanda, cubra y de un buen aislamiento zonal a las formaciones en comparación con el uso de las lechadas convencionales.

Si en un ejemplo de un pozo, la producción esperada sea de 800 barriles por día, se perdería 2400 barriles de crudo en los 3 días de trabajo de remediación, comprobando que con el uso de lechadas FlexSTONE que es una sola lechada, ahorraría este tiempo de remediación en un ejemplo en el que, si al año se realizan 8 trabajos de remediación por una mala cementación, se perdería un mes de tiempo, se ahorraría permitiendo al cliente realizar un trabajo más de perforación de un pozo. El costo del trabajo de remediación aproximado es de 200000 USD y un trabajo con lechada FlexSTONE asumido es de 94900 USD para un solo pozo, se tendría un ahorro de 105100 USD, del que si sumamos del mismo pozo el valor de la cementación convencional y el trabajo de remediación se tendría un gasto de 273000 USD, precio mucho mayor al uso de una sola lechada de la tecnología FlexSTONE.

Capítulo VIII

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

- La cementación de un pozo es un proceso que consiste en mezclar cemento y agua más ciertos aditivos, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del revestidor.
- En este estudio de factibilidad se ha considerado analizar el tipo de cementación primaria, por los resultados dados del cliente en la cementación de los 19 pozos de los campos VHR y CUYABENO.
- El campo VHR posee varias arenas productoras, Basal Tena, M-2, “U” Inferior, “U” Media, “U” Superior, “T” Superior, cada una con un distinto grado API que va desde 28 a 33, considerado como crudo liviano y medio.
- En el campo CUYABENO el fluido producido proviene de las arenas “U” superior, “U” inferior y “T” pertenecientes a la formación Napo, la cual contiene los tres yacimientos de hidrocarburo del campo, con un grado API que va desde 25 hasta 30 grados, considerado un crudo mediano.
- Los esquemas utilizados en los campos VHR y CUYABENO son 3 tipos, vertical, direccional “S” y direccional “J”, cada uno diseñada de acuerdo al caudal esperado de producción, tipo de formación y aislamiento que se deseó para cada uno de los pozos. En el estudio

se evaluó la calidad de la cementación de la zona productora, recalcando que dependerá de las arenas productoras y los espesores considerados por los programas de producción.

- Para impedir la contaminación en la zona de contacto entre el lodo y el cemento se bombea delante la lechada a un tapón de caucho. Este tapón es soltado en el momento oportuno del recipiente que lo contiene, situado en la parte superior de la tubería de revestimiento, esta va limpiando a medida que este desciende. Cuando llega al collar flotador, la diferencia de presión rompe el diafragma de caucho situado en la parte superior del tapón y permite que la lechada de cemento descienda a través del tapón y del equipo flotador hasta llegar al espacio anular.
- Los cálculos para los volúmenes de lechada se realizan de acuerdo al diámetro equivalente del pozo perforado obtenido del registro caliper corrido al terminar la perforación, de acuerdo a esos datos también se calcula el número de centralizadores y stop rings que irán junto al liner o tubería de producción superficial.
- Un pozo debe estar bien acondicionado para el bombeo de las lechadas, la falta de registros y tener un diámetro histórico del pad no evidencia claramente las zonas, y como resultado, un pozo debió haber requerido un volumen mayor de lechadas y con un rango de densidad mayor, puesto que el lodo puede terminar con una alta densidad la que puede producir un desplazamiento de las lechadas más arriba de la zona de interés.
- Los pozos que tuvieron una cementación forzada posterior a la completación fueron VHR-12D, VHR-18D y CUYABENO-36D, en estos, los registros de evaluación presento una mala cementación, como en el caso de VHR-12D, no se tuvo cemento en el intervalo de interés, lo cual es posible que estas zonas productoras hayan tenido

pérdidas de circulación, bolsones de gas o una densidad baja al fluido de perforación lo que llevo a desplazar el cemento más arriba de lo calculado.

- Analizando el número de centralizadores, estos tres pozos tienen 9 y varían en stop rings 18, solo CUYABENO-36D se calculó con 9, a razón que algunos pozos tienen el mismo número, otros poseen mayor numero y otros menor número, lo que no influyo a que se tenga una mala cementación, descartándolos como parte influyente en un trabajo de cementación de tubería de producción superficial o también un Liner.
- En relación a los Liners y tuberías de producción superficiales corridos, no hay influencia en estos porque están a la par en un mismo número en cada pozo, son pocos los pozos en donde se han usado Liners que en su mayoría se han colocado tuberías de producción superficiales, así también analizando el diámetro equivalente, se demuestra que no tienen influencia en los trabajos de cementación.
- En los pozos VHR-12D y VHR-18D se realizaron 3 trabajos de cementación forzada posterior a la completación, los análisis dan a conocer que no existe falla operativa, en equipos de cementación, cálculos para centralización de liner o tubería de producción superficial, lo que puede dar lugar a que la mala cementación se pudo dar por canales en formaciones productoras, perdidas de circulación, presencia de gas, también se podría decir que existió en un minino densidades del lodo menor o igual que la del cemento, lo que llevo a un desplazamiento del cemento hacia arriba de las zonas de interés, como en el caso del pozo VHR-18D donde existió una línea de lodo a lo largo de la formación pudiendo ser costra que no removi6 el lavador químico ni el espaciador.

- En el pozo CUYABENO-36D, solo se realizó un trabajo de cementación forzada, por los registros de evaluación de cemento se observó que el cemento no alcanzo a cubrir todo el espacio anular, quedando mezclado a medias con el fluido de perforación o fluido del yacimiento. Punzonan el intervalo de interés para ser productivo y realizan squeeze, corren registro de evaluación y da como resultado buen cemento. El cemento no llevo a cubrir la zona deseada no por zonas de gas lo que demuestra que el registro, podría haberse dado por un poco una presión alta en el fluido del yacimiento, lo que llevo a desplazar más al cemento, evidencia que se da por el bombeo adicional de lechada al teórico, también se envió para el asentamiento del tapón del cual no se tuvo registro.
- En los pozos VHR-19D, VHR-21D Y CUYABENO-28D, los registro de evaluación de cementación arrojo resultados de buen cemento en zonas de interés, no se realizó trabajos de cementación forzada posterior a la completación, realizándolos después de un tiempo de productividad del pozo
- Se realizó un trabajo de reacondicionamiento por tercera ocasión en el pozo VHR-19D, cementación forzada para cubrir otra arena productora “Ti” y dispararla para empezar a producirla, notándose por los registros de evaluación que no existió mala cementación en la zona. En los pozos VHR-21D y CUYABENO-28D, los registros de cementación dieron una buena cementación en la zona de interés, después de un tiempo de producción del pozo se realizó cementación forzada en el primer trabajo de workover para abrir otro intervalo productor de la arena, disparando y evaluando dieron como resultado buena cementación.
- En el diseño de la lechada de relleno para los campos se usó antiespumantes, dispersantes, extendedores, retardador, aditivo fluid loss que es una combinación de lechada convencional para el primer

bombeo y de lechada de cola, antiespumante, Dispersante, retardador, fluid loss y antisetting, tiene un aditivo adicional de antisetting da más viscosidad a la lechada para que desplace a la de relleno y esta cubra el fondo del pozo.

- La lechada FlexSTONE cubre todos los parámetros requeridos para esos campos y pozos, a esas condiciones de presión y temperatura, formaciones y tipo de producción que se requiera, por el rango de densidad que posee y la lechada única que tiene permite dar una buena cementación y adherencia a la tubería y formación, además de los aditivos empleados permite tener una larga duración del cemento y eliminar los trabajos remediales posteriores, y al ser una sola lechada esta cubre toda la zona de interés y es recomendable que solo se deba correr con liner. Este ha dado un buen resultado dando un 100% de aislamiento zonal en el campo Aguarico.
- De los costos obtenidos en la cementación convencional, un trabajo de cementación con FlexSTONE tendrá un costo del 30% por barril adicional que la convencional. Con el uso de esta lechada, evitaría los valores de reacondicionamiento, esto se debe al arreglo de partículas que hace que la lechada tenga una menor porosidad, se expanda y cubra y de un buen aislamiento zonal a las formaciones en comparación con el uso de las lechadas convencionales.
- En la vida productiva de un pozo las lechadas FlexSTONE son capaces de soportar los stress y tensiones generados por las completaciones, disparos, cambio de completaciones o cambio de método de producción, soportando y evitando los esfuerzos por tracción, compresión y microanillos en un largo periodo de tiempo que son generalmente formados cuando se usa las lechadas convencionales porque estas no poseen el arreglo de partículas y los aditivos químicos dando lugar a gastos adicionales en trabajos de reacondicionamiento.

- Un trabajo de reacondicionamiento estimado para realizar ese trabajo redondea los 200,000 USD con un retraso de 3 días para que inicie la producción del pozo. El precio estimado del trabajo de remediación de la cementación se da por diversos factores como; el costo diario de la plataforma de aproximadamente 45000 USD diarios, toma de registros eléctricos que en esta ocasión se hacen dos veces, un nuevo diseño de lechada y el trabajo y la cantidad de detonaciones que se deberá realizar. Cuando en un pozo, la producción esperada sea de 800 barriles por día, se perdería 2400 barriles de crudo en los 3 días de trabajo de remediación, comprobando que con el uso de lechadas FlexSTONE que es una sola lechada, ahorraría este tiempo de remediación si por ejemplo al año se realizan 8 trabajos de remediación por una mala cementación, se perdería un mes de tiempo, el que se ahorraría permitiendo al cliente realizar un trabajo más de perforación de un pozo.
- El costo del trabajo de remediación mas la lechada convencional aproximado es de 273000 USD y un trabajo con lechada FlexSTONE asumido es de 94900 USD para un solo pozo, se tendría un ahorro de 178100 USD, donde una sola lechada de la tecnología FlexSTONE es conveniente y de menor costo en comparación al gasto por trabajo de remediación mas la lechada.

8.2 RECOMENDACIONES

- La aplicación de los lavadores químicos y monitoreo constante en la etapa de inicio de circulación ayuda a la remoción de lodo, lo cual mejora la adherencia del cemento.
- Con los resultados obtenidos, se recomienda mantener el bombeo de los lavadores para mejorar la remoción de lodo.
- Realizar pruebas con el tiempo estático simulando lo más real posible. Los diferentes tiempos de bombeabilidad en la lechada demuestran mejoras en calidad del trabajo en el caso del uso de lechadas convencionales.
- Estar pendiente de la mezcla de las lechadas convencionales en los tanques y así tener la densidad correcta y evitar complicaciones en el fondo de pozo por la densidad y un desplazamiento del cemento.
- El uso de sistema CemNet en la lechada de relleno, evita la pérdida de circulación y ayuda de sobre manera al control de filtrado durante la operación.
- Utilizar las lechadas FlexSTONE que posee buena tecnología y los resultados obtenidos en otros campos dan confianza para su utilización. Estas técnicas avanzadas de cementación son herramientas que ayudarán a tener un mejor desempeño y planificación en las actividades de desarrollo de los pozos petroleros, por lo que se debe considerar el uso más frecuente de las mismas en cada una de las operaciones.
- El trabajo con uso de una lechada FlexSTONE al ser más costoso, garantiza un buen aislamiento zonal y un buen trabajo de

cementación, el que ayuda en parte al no tener gastos y realizar trabajos de reacondicionamiento.

- Permitir que los estudiantes de las universidades puedan involucrarse más en estos estudios y también en las prácticas operacionales y servirá de ayuda para la empresa como para la Facultad en el conocimiento de la cementación de pozos y su tecnología.

CAPITULO IX

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

9.1 BIBLIOGRAFÍA CITADA

1. BROWN, HD, GRIJALVA VE Y REYMER LL. "PROCESOS EN LA PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DEL TREN DE ONDAS SÓNICAS EN POZOS ENTUBADOS, SU APLICACIÓN EN EL REGISTRO EN EL CONTROL DE CEMENTACIÓN". Mayo 1979. L.A., Col. EEUU.
2. CAIL GATLIN 1960. PRENTICE HALL. INC. EGGLEWAS CLIPES N.Y. "PETROLEUM ENGINEERING DRILLING AND WELL COMPLETATION". Department of P.E., the University of Texas.
3. DWIGHT K SMITH. "CEMENTING" SPE Monograph Volume 4. Kichardson, TX, USA. 1990.
4. EDITIONS TECHNIP, PARIS. "CEMENTING TECHNOLOGY AND PROCEDURES". 1993.
5. ERIK B NELSON, DOMINIQUE GUILLOT. "WELL CEMENTING". Second edition. Schlumberger. Sugar Land, Texas 2006.
6. FERCTH W, FILKINGTON P, ODEEL SA. "REGISTROS DE CEMENTACIÓN EN EL MAR DEL NORTE". SPE. Mayo 1975.
7. GROSMANGIN M, KOKESH F.P, MAJANI P. "MÉTODO SÓNICO PARA ANALIZAR LA CAVIDAD DE LA CEMENTACIÓN DE LA CAÑERÍA DE ENTUBACIÓN". Schlumberger.

8. GEORGE O. SUMAN Jr., RICHARD C. ELLIS, "CEMENTING HANDBOOK", HOUSTON, TEXAS. 77001. 1977.
9. GUSEO V, KIAZIMOU N, ALFONSO S, CAJAS Q. "MANUAL TÉCNICO DE PERFORACIÓN" Urmo S.A. Ediciones Espartero. 10-Bilbore-9. España.
10. ROBERT F MITCHELL. "PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK". Larry W Lark, Editor and Chief. University of Texas at Austin. 2006.

9.2 BIBLIOGRAFÍA REVISADA

1. NORTON J. LAPEYROUSE. "FORMULAS AND CALCULATIONS FOR DRILLING, PRODUCTION AND WORKOVER". Paper.
2. PEDRO PEÑAFIEL A, MÓNICA SÁNCHEZ S., MSC. XAVIER VARGAS., MSC. DANIEL TAPIA F. "DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN DE UN POZO EN EL ORIENTE ECUATORIANO". Paper Escuela politécnica Nacional. 2009
3. RAÚL BERMÚDEZ, "CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS". Manual Schlumberger 2007.
4. SCHLUMBERGER, "CemCRETE TECHNOLOGY", Paper.
5. SCHLUMBERGER, "CEMENT LABORATORY INTRODUCTION", Paper.
6. SCHLUMBERGER, "CEMENT ADDITIVES", Paper.
7. SCHLUMBERGER, "LINER CEMENTING", Paper.

8. SCHLUMBERGER, "FlexSTONE TECHNOLOGY", Paper.

9.3 WEBGRAFIA

1. [HTTP://WWW.ES.SCRIBD.COM/DOC/55455754/LEVANCAMPOS](http://www.es.scribd.com/doc/55455754/LEVANCAMPOS)
2. [HTTP://WWW.ES.SCRIBD.COM/DOC/25291115/CEMENTACION-DE-POZOS](http://www.es.scribd.com/doc/25291115/CEMENTACION-DE-POZOS)
3. [HTTP://WWW.ES.SCRIBD.COM/DOC/33518419/CEMENTACION-DE-POZOS](http://www.es.scribd.com/doc/33518419/CEMENTACION-DE-POZOS)
4. [HTTP://WWW.WEBDELPROFESOR.ULA.VE/INGENIERIA/MABEL/MATERIAS/SISTEMDISPERSOS/REOLOGIA.PDF](http://www.webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/mabel/materias/sistemdispersos/reologia.pdf)
5. [HTTP://WWW.ES.WIKIPEDIA.ORG/WIKI/M%C3%B3dulo_de_young](http://www.es.wikipedia.org/wiki/M%C3%B3dulo_de_young)
6. [HTTP://WWW.ES.WIKIPEDIA.ORG/WIKI/COEFICIENTE_DE_POISSON](http://www.es.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_de_Poisson)
7. [HTTP://WWW.ES.SCRIBD.COM/HERSYSTIN/D/63900502/37-CEMENTACIONPRIMARIA-PROCEDIMIENTOS-CON-MULTIPLES-ETAPAS](http://www.es.scribd.com/hersystin/d/63900502/37-CEMENTACIONPRIMARIA-PROCEDIMIENTOS-CON-MULTIPLES-ETAPAS)

Capitulo X

10.1 ANEXOS

ANEXO 1

Pozo VHR 12D

Laboratory Cement Test Report VHR-12D, LR ClearPILL 7 Production Csg, 24-Jul-09

Fluid No : QEC PE2009-070d		Client : Petroproduccion		Location / Rig : CPEB70128		Signatures Hector Suarez
Date : Jul-24-2009		Well Name : VHR-12D		Field : VHR		
Job Type	7" csg	Depth	8902.0 ft	TVD	8259.0 ft	
BHST	196 degF	BHCT	151 degF	BHP	5081 psi	
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:51 hr:min	Heating Rate	1.79 degF/min	
Starting Pressure	660 psi	Time to Pressure	00:51 hr:min	Schedule	9.7-4	
Composition						
Density	8.38 lb/gal	Type	Water	Water / Wash (vol.)	87.4 %	
Code	Concentration	Component	Lot Number			
Fresh water						
M117	1.000 lb/bbl of wash	KCL Salt	RIG			
HCL-5%	5.000 gal/bbl of wash	Acid	SLB09			
F103	0.250 gal/bbl of wash	Surfactant	SLB09			
Rheology						
(rpm)	(deg)	(deg)				
300	2.0	2.0				
200	2.0	2.0				
100	1.0	1.0				
60	1.0	1.0				
30	1.0	1.0				
6	1.0	1.0				
3	1.0	1.0				
10 sec Gel	1	1				
10 min Gel	1	1				
1 min Stirring	1	1				
Temperature	80 degF	151 degF				
Pressure	15 psi	15 psi				
	Pv: 1.432 cP	Pv: 1.432 cP				
	Tr: 0.80 lb/100ft ²	Tr: 0.80 lb/100ft ²				
Comments						
General Comment : Mezclar los aditivos en el orden que indica el reporte.						
Fann Reading Comment : Arreglo R1B1						

Laboratory Cement Test Report

VHR-12D, LR Spacer 7 Production Csg, 24-Jul-09

Fluid No : QEC PE2009-070c	Client : Petroproduccion	Location / Rig : CPEB70128	Signatures
Date : Jul-24-2009	Well Name : VHR-12D	Field : VHR	Hector Suarez

Job Type	7" csg	Depth	8902.0 ft	TVD	8259.0 ft
BHST	196 degF	BHCT	151 degF	BHP	5081 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:51 hr:mn	Heating Rate	1.79 degF/min
Starting Pressure	660 psi	Time to Pressure	00:51 hr:mn	Schedule	9.7-4

Composition

Density	12.00 lb/gal	Type	MUDPUSH II	Water/Spacer (vol)	73.4 %
Porosity	73.4 %	Solid Vol. Fraction	26.6 %		

Code	Concentration	Component	Lot Number
Fresh water			
D167	1.000 lb/bbl of spacer	Fluid loss	65488
D182	3.500 lb/bbl of spacer	Turb. Spacer	3230901
D151	242.31 lb/bbl of spacer	weight agent	100/325 RIG

Rheology

(rpm)	(deg)	(deg)
300	99.0	74.0
200	83.0	62.5
100	55.5	44.5
60	45.5	35.0
30	32.5	26.5
6	17.0	16.5
3	14.5	12.5
10 sec Gel	14	12
10 min Gel	20	18
1 min Stirring	16	14

Temperature	80 degF	151 degF
Pressure	15 psi	15 psi

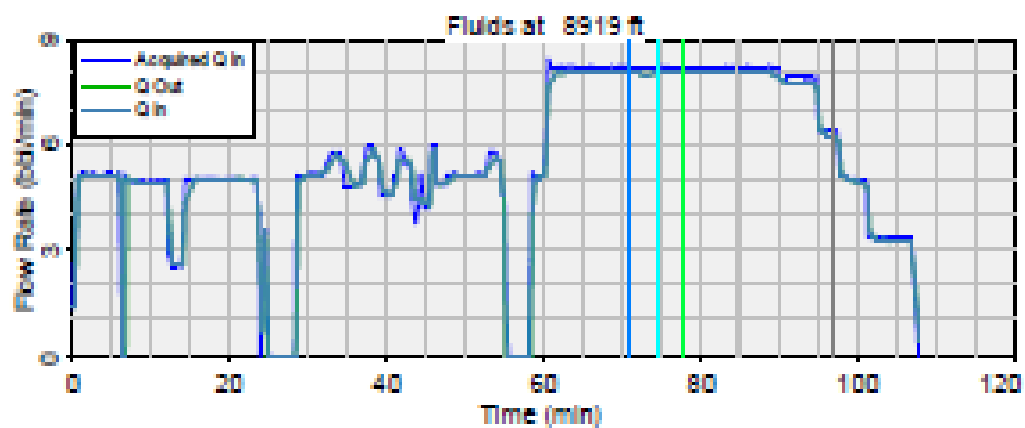
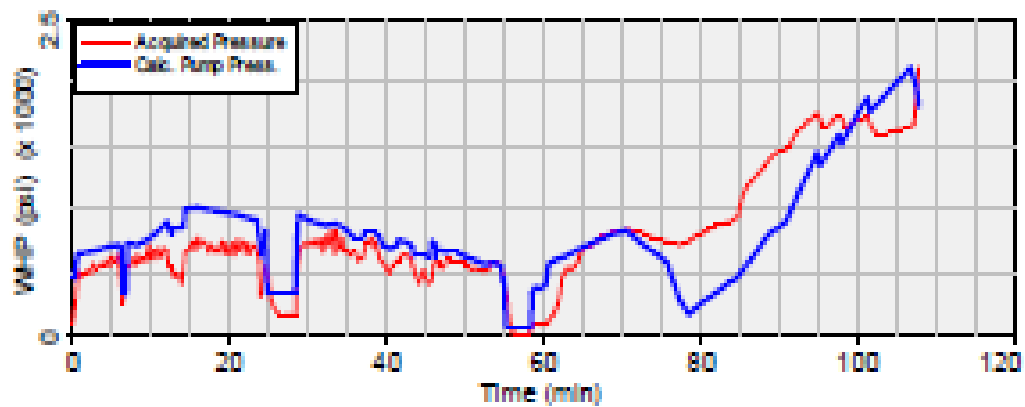
Pv: 74.737 cP	Pv: 53.209 cP
Tr: 28.51 lb/100R2	Tr: 23.98 lb/100R2

Comments

General Comment : Espaciador Fácil de mezcla.
Fann Reading Comment : Viscosímetro # 3. Combinación R1B1
Other test Comment : El D151 malla #325 y 100 (50/50)

EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN

<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro de hoyo y casing 	<p>Segun el play back del trabajo se pudo determinar que el hueco al parecer estaba con un 10 % de exceso. Esto nos indica que el exceso usado fue el adecuado para cubrir por completo todas las zonas de interes.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Acondicionamiento del hoyo/lodo 	<p>Se acondiciono el lodo de acuerdo a los requerimientos, las presiones observadas fueron muy parecidas a las simuladas, pero después de acondicionar bajaron a parametros tolerables.</p> <p>Caudal Presión 8.5 bpm 750PSI</p> <p>El lodo se encontró con los parámetros de reologia requeridos para la cementación luego de la circulación del pozo.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Preflujos 	<p>Clear Pill utilizado como lavador, tenia buena remocion de lodo por lo que se decidio hacer un tren de remocion combinado con el espaciador.</p> <p>El volumen de espaciador fue considerado para actuar conjuntamente con el lavador y tener buena remocion de lodo. Se utilizo con carbonato de calcio como agente de peso.</p> <p>Se bombeó los volumenes previamente acordados.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Lechadas de cemento 	<p>La lechada tenian las reologias muy cercanas a las dadas por el laboratorio y el control de filtrado fue muy bueno para esta sección. No se registro problemas de mezcla. Se bombeo los volumnes acordados.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Centralización y casing hardware 	<p>Se utiliza centralizadores tipo Bow que ayudan a mejorar el stand off. La densidad de centralizadores usados se enfoca en la zona de interes y además cubre el objetivo del cliente de bajar el casing.</p> <p>En la parte superior no se tenia buen stand off por concecuencia se espera no tener buena adherencia de cemento (cemento contaminando)</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento 	<p>La mayor parte del caudal de desplazamiento se lo realizó a un caudal promedio mayor a 8.5 bpm. Como se observa en la grafia del trabajo la presion siempre tiende a subir indicandonos que nunca hubo tendencia a perdidas y se espera que el tope de cemento este en lo programado. Se observaron presiones un poco altas a las simuladas durante el desplazamiento.</p>



Las gráficas anterior muestra la comparación entre la presión simulada, a los caudales bombeados, y con la presión de fluidos reales bombeados en la operación. Las curvas azul y rojo superiores muestran la presión simulada y la presión adquirida durante la operación respectivamente.

Como se puede observar en la grafica superior, ambas curvas tienen la misma tendencia en casi todo el trabajo. Según las presiones observadas se puede decir que el hueco estaba en con un de 10 % aproximado de exceso con al histórico del pad. La presión en todo el desplazamiento tiende a subir por lo que se puede predecir que no hubieron perdidas en la operación. Al final de la operación se nota la bajada de caudal y la presión baja pero sigue con su tendencia a subir paulatinamente, y se asentó el tapón sin problemas. El desfase en la presión adquirida que se puede deberse también a presiones de fricción que generalmente “enmascaran” las presiones dadas por la diferencia hidrostática.

NOTA: No se tiene aún datos de CBL y VDL.

ANEXO 2

POZO VHR 18D

Laboratory Spacer Test Report
VHR-18D, LR ClearPILL 7 Production Csg, 9-Oct-09

Fluid No : QEC PE2009-000d		Client : Petroproduccion		Location / Rig : CPED		Signatures Hector Suarez
Date : Oct-09-2009		Well Name : VHR-18D		Field : VHR		

Job Type	7" csg	Depth	8731.9 ft	TVD	8289.0 ft
BHST	196 degF	BHCT	150 degF	BHP	5102 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:42 hr:mn	Heating Rate	1.44 degF/min
Starting Pressure	564 psi	Time to Pressure	00:42 hr:mn	Schedule	0.64

Composition

Density	8.40 lb/gal	Type	Water	Water / Wash (vol.)	87.4 %
---------	-------------	------	-------	---------------------	--------

Code	Concentration	Component	Lot Number
Limoneocha 3			
M117	1.000 lb/bbl of wash	KCL Salt	SLB2008
HCL 5%	5.000 gal/bbl of wash	Hydrochloric	SLB2009
F100	0.250 gal/bbl of wash	Surfactant	TU8M0018A0

Rheology

(rpm)	(deg)	(deg)
300	2.0	3.0
200	1.0	2.0
100	1.0	1.0
60	1.0	1.0
30	1.0	1.0
8	1.0	1.0
3	1.0	1.0

10 sec Gel	1	1
10 min Gel	1	1
1 min Stirring	1	1

Temperature	80 degF	150 degF
Pressure	15 psi	15 psi

Pv: 1.267 cP	Pv: 2.223 cP
Tx: 0.73 lbf/100ft ²	Tx: 0.67 lbf/100ft ²

Comments

General Comment: Agregar los aditivos como indica en el reporte.
Fann Reading Comment: arreglo R1B1.
Other test Comment: Densidad 8.38ppg.

Laboratory Spacer Test Report

VHR-18D, LR Spacer 7 Production Csg, 9-Oct-09

Fluid No. : QEC PE2009-090c	Client : Petroproduction	Location / Rig : CPEB	Signature
Date : Oct-09-2009	Well Name : VHR-18D	Field : VHR	Hector Suarez

Job Type	7" csg	Depth	8731.0 ft	TVD	8289.0 ft
BHST	196 degF	BHCT	136 degF	BHP	3102 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:42 hr:min	Heating Rate	1.44 degF/min
Starting Pressure	504 psi	Time to Pressure	00:42 hr:min	Schedule	8.0-4

Composition

Density	12.00 lb/gal	Type	MUDPUSH II	Water/Spacer (vol)	72.9 %
Porosity	73.1 %	Solid Vol. Fraction	20.8 %		

Code	Concentration	Component	Lot Number
Fresh water			
D107	1.000 lb/bbl of spacer	Fluid loss	05483/05058
D182	3.600 lb/bbl of spacer	Turb. Spacer	32300-01
D047	0.020 gal/bbl of spacer	Antifoam	TUB00212AD
M117	6.600 lb/bbl of spacer	KCL Salt	RIG
F100	0.050 gal/bbl of spacer	Surfactant	TUBM0019A0
D151	237.95 lb/bbl of spacer	weight agent	325-100

Rheology

(rpm)	(deg)	(deg)
300	67.0	60.0
200	53.0	50.5
100	38.5	38.0
60	26.0	32.5
30	21.5	28.0
0	15.0	15.5
3	10.0	12.0

10 sec Gel	11	12
10 min Gel	20	20
1 min Stirring	14	17

Temperature	80 degF	150 degF
Pressure	15 psi	15 psi

Pv: 51.286 cP	Pv: 37.837 cP
Tv: 17.13 lb/100#2	Tv: 24.00 lb/100#2

Comments

General Comment : Facil de mezclar
Fann Reading Comment : Arreglo R1B1
Other test Comment : Densidad = 12.0 ppg

Laboratory Cement Test Report **VHR-18D, LR Lead 7 Production Csg, 9-Oct-09**

Fluid No : QCC PE3009-0906		Client : Petroproduction		Location / Rig : CPED																									
Date : Oct-09-2009		Well Name : VHR-18D		Field : VHR																									
<table border="1"> <tr> <td>Job Type</td> <td>7" csg</td> <td>Depth</td> <td>8731.0 ft</td> <td>TVD</td> <td>8289.0 ft</td> </tr> <tr> <td>DI-CT</td> <td>196 degF</td> <td>DI-CT</td> <td>158 degF</td> <td>DI-P</td> <td>5162 psi</td> </tr> <tr> <td>Starting Temp.</td> <td>88 degF</td> <td>Time to Temp.</td> <td>00:57 h:mm</td> <td>Heating Rate</td> <td>1.41 degF/min</td> </tr> <tr> <td>Starting Pressure</td> <td>554 psi</td> <td>Time to Pressure</td> <td>00:57 h:mm</td> <td>Schedule</td> <td>9.5-4</td> </tr> </table>						Job Type	7" csg	Depth	8731.0 ft	TVD	8289.0 ft	DI-CT	196 degF	DI-CT	158 degF	DI-P	5162 psi	Starting Temp.	88 degF	Time to Temp.	00:57 h:mm	Heating Rate	1.41 degF/min	Starting Pressure	554 psi	Time to Pressure	00:57 h:mm	Schedule	9.5-4
Job Type	7" csg	Depth	8731.0 ft	TVD	8289.0 ft																								
DI-CT	196 degF	DI-CT	158 degF	DI-P	5162 psi																								
Starting Temp.	88 degF	Time to Temp.	00:57 h:mm	Heating Rate	1.41 degF/min																								
Starting Pressure	554 psi	Time to Pressure	00:57 h:mm	Schedule	9.5-4																								
Composition																													
Slurry Density	13.58 lb/gal	Yield	1.70 ft ³ /sec	Mix Fluid	9.138 gal/sk																								
Solid Vol. Fraction	28.5 %	Porosity	71.1 %	Slurry type	Conventional																								
Code	Concentration	Seck Reference	Component	Blend Density	Lot Number																								
Q		84 lb of CEMENT	Blend	3.17 g/cc																									
Fresh water	8.943 gal/sk		Base Fluid																										
D047	8.690 gal/sk		Antifoam		TU000212A0																								
D050	1.400 %B WOC		Extender		RIG																								
D187	8.690 %B WOC		Fluid loss		66483/00058																								
D090	8.814 gal/sk		Dispersant		TU000100A4																								
D197	8.662 gal/sk		Retarder Acc		1112951																								
Rheology (Average readings)																													
(rpm)	(deg)	(deg)																											
300	34.0	44.0																											
200	29.0	38.0																											
100	23.0	33.0																											
60	20.0	30.0																											
30	17.0	26.0																											
6	14.0	22.0																											
3	11.0	20.0																											
10 sec Gel	13	20																											
10 min Gel	20	24																											
1 min Storing	15	20																											
Temperature	88 degF	138 degF																											
	P ₁ : 18.240 cP	P ₂ : 18.073 cP																											
	T ₁ : 30.43.6010002	T ₂ : 28.44.6010002																											
Thickening Time																													
Consistency	Time																												
30 Bc	84-10 hr:min																												
70 Bc	94-52 hr:min																												
Free Fluid																													
9.0 mL/250mL	in 2 hrs																												
At 88 degF and (deg) incl.																													
Sedimentation	None																												
Fluid Loss																													
API Fluid Loss	134	mL																											
40 mL in 10 min at 150 degF and 1000 psi																													
Comments																													
General Comment : Lechada facil de mezclar Funct Reading Comment : Ameglo R18.1 Thickening Time Comment : Coldo 217 Other test Comment : El D197 agregar justo antes del trabajo.																													

Laboratory Cement Test Report **VHR-18D, LR Tail 7 Production Csg, 9-Oct-09**

Fluid No : 0000-FC0009-0000		Client : Petroproduction	Location / Rig : CP60	Signature	
Date : 09-Oct-2009		Well Name : VHR-18D	Field : VHR	Hector Suarez	

Job Type	1" csg	Depth	8731.8 ft	TVD	8288.0 ft
SHCT	196 degF	SHCT	150 degF	SHP	3102 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:57 hr:min	Heating Rate	1.44 degF/min
Starting Pressure	504 psi	Time to Pressure	00:57 hr:min	Schedule	9 D-4

Composition

Slurry Density	15.80 lb/gal	Yield	1.15 #/bbl	Mix Fluid	5.131 gal/bbl
Solids Vol. Fraction	41.8 %	Porosity	28.4 %	Slurry Type	Conventional

Code	Concentration	Stock Reference	Component	Blend Density	Lot Number
0		54 lb of CEMENT	Blend	3.1750	
Fresh water	4.977 gal/bbl		Base Fluid		
D047	0.810 gal/bbl		Antifoam		TU000012A0
D153	0.150 #/bbl WOC		Anticentling		TU000128A0
D167	0.600 #/bbl WOC		Fluid loss		0048340000
D060	0.852 gal/bbl		Dispersant		TU000100A4
D197	0.604 gal/bbl		Resistor A/c		1112830

Rheology (Average readings)

(rpm)	(dyn)	(dyn)
300	192.8	268.0
200	143.0	196.3
100	78.5	98.8
60	62.0	73.8
30	34.0	42.5
6	16.0	19.8
3	13.5	14.8

10 sec Gel	18	18
10 min Gel	38	30
1 min Staring	30	22

Temperature	80 degF	160 degF
	P: 178.401 cP T: 17.75 sec/1000G	P: 181.896 cP T: 32.32 sec/1000G

Thickening Time

Consistency	Time
20 Gs	00:00 hr:min
20 lbs	00:11 hr:min

Free Fluid

4.0 mL/250mL	in 2 hrs
At 80 degF and (deg) incl.	
Sedimentation	None

Fluid Loss

API Fluid Loss	44 mL
22 mL in 30 min at 150 degF and 1000 psi	

Comments

General Comment : Luchada facil de mezclar
Pump Reading Comment : Aneglo R1B1
Thickening Time Comment : Celida 216
Other test Comment : El D197 agregar justo antes del trabajo.

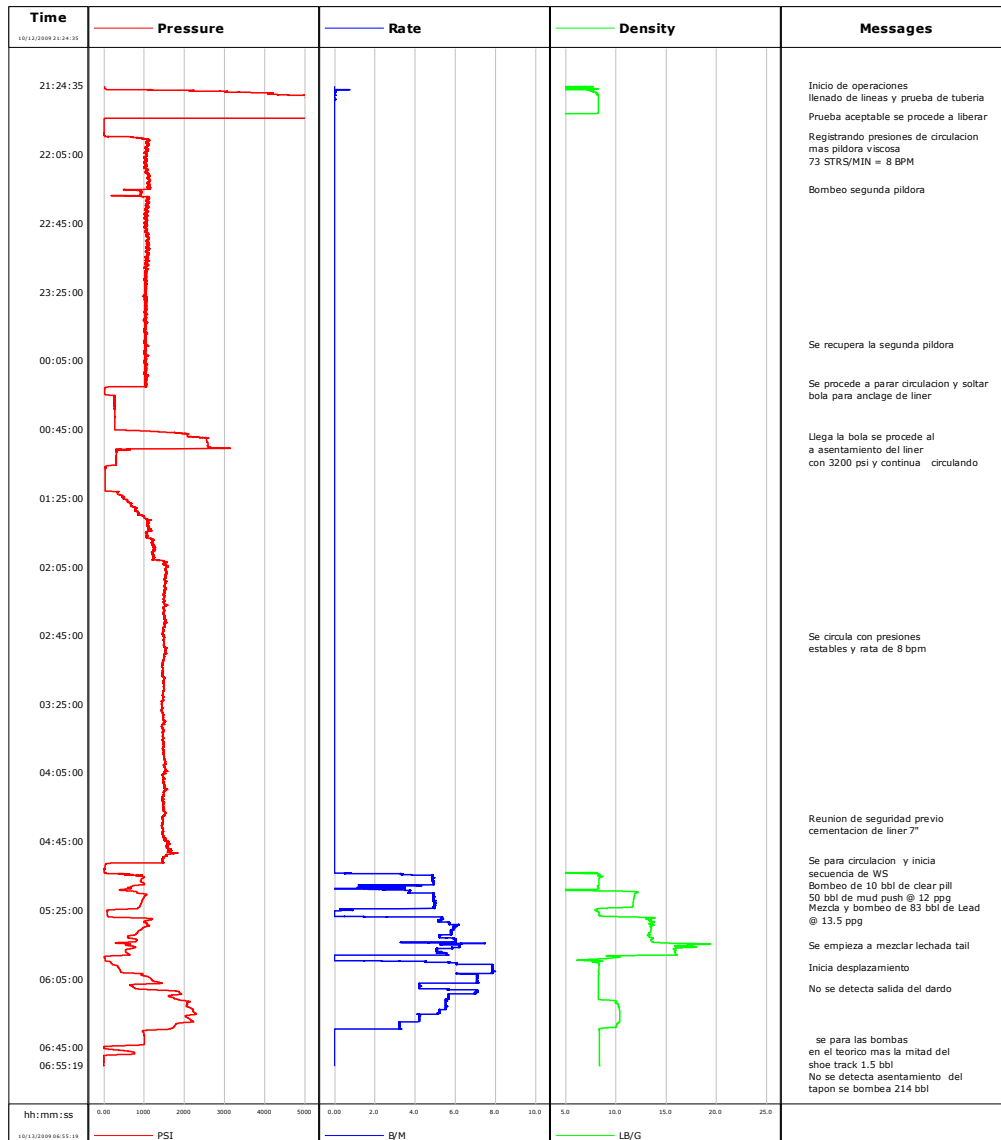
Schlumberger

Taladro:	CPEB 70128
Cuadrilla de WS:	D-CELLERI,P-NUNEZ,A-AMORES

Estatus del Pozo :	En Perforación :	En Reacondicionamiento :
--------------------	------------------	--------------------------

234

Well	VHR 18 D	Client	PETRO PRODUCCION
Field	VHR	SIR No.	
Engineer	GEOVANNY PACHECO	Job Type	LINER 7"
Country	ECUADOR	Job Date	10-12-2009



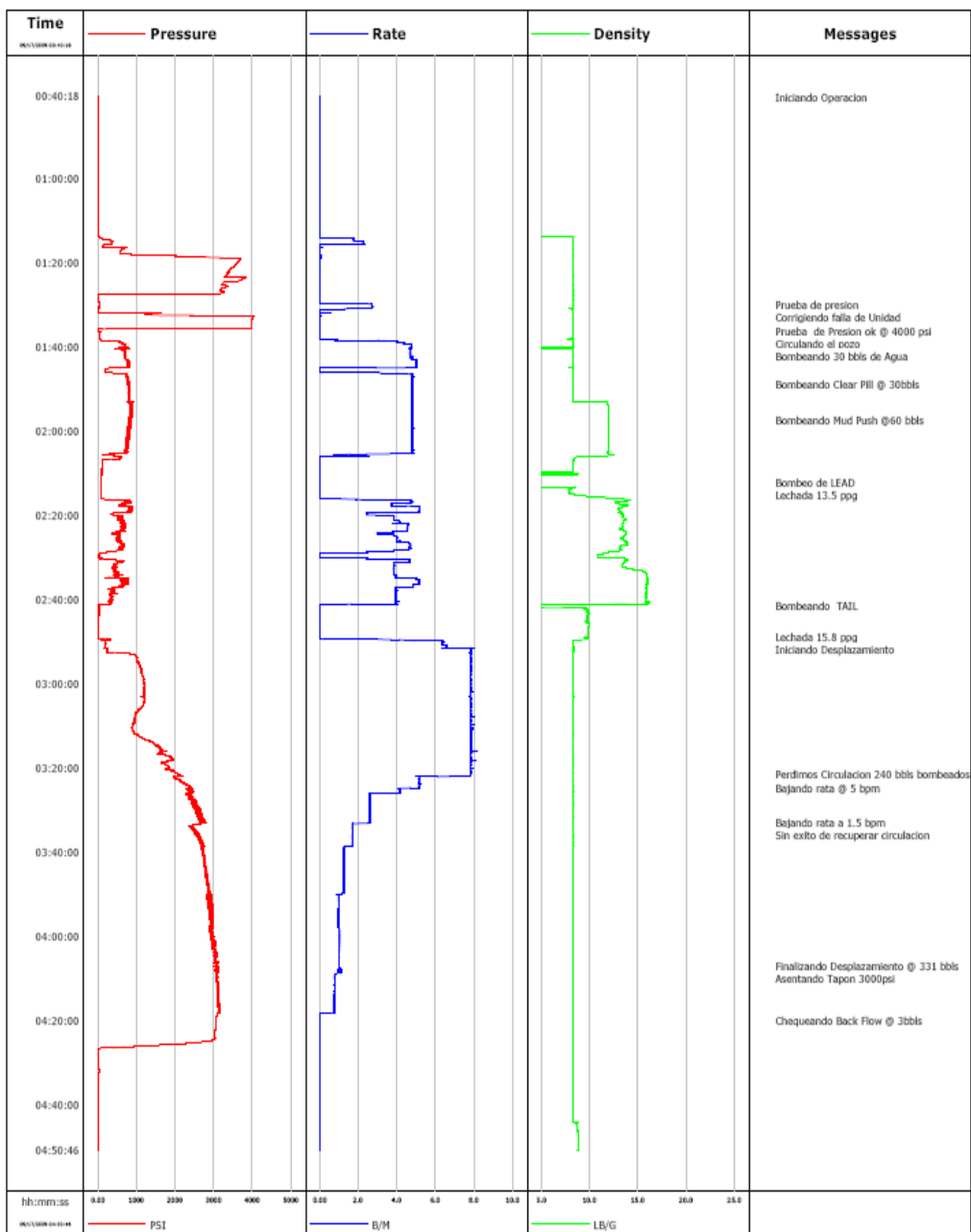
09/07/2010 10:24:17

ANEXO 3

POZO VHR-19D

DAILY REPORT							
Fecha:		16 de Septiembre del 2009					
Cliente:		PETROPRODUCCION Schlumberger					
Representante del cliente:		Ing. Luis Calderon					
Service Supervisor:		Diego Soto					
Pozo:		VHR-19D					
Trabajo:		Cementacion de 7 in					
Taladro:		CPEB-70128					
WS Crew Members:		O. Valarezo, E Moyano, D Vasquez					
Type of Well:	Producer:	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas Injector:	<input type="checkbox"/>	Water Injector:	<input type="checkbox"/>	
CHRISTMAS TREE:		WELHEAD ADAPTOR		7		CHOKE	
Tubing 1	Diameter:	Depth:	Weight	MIN. RESTRICTION	MAX. TD	WHP	BHP
Tubing 2						WHT	BHT
Liner	7	8670	26	# 1 From:	To:		FLUID
Casing 1				# 2 From:	To:		Formation
Casing 2	9 5/8	5960	47	# 3 From:	To:		
Time		Description					
From:	To:						
Sept-15-2009							
17:00	23:00	Arribo a locacion					
		Armado de líneas de alta y baja presion					
		Prueba de unidad y líneas de alta presion de well services					
23:00	24:00	Colocacion de Centralizadores					
Sept-16-2009							
01:00	08:00	Chequeando Calculos con Company Man					
		Mezcla de quimica para cementacion					
		Llegando al fondo con el casing					
22:00	24:00	Circulando el Pozo presiones estables					
Sept-17-2009							
01:00	05:00	Cementacion de Casing de 7 in					
		Reunion de seguridad con todo el personal					
		Armado de líneas de cementacion					
		Armado de cabeza de cementacion 7 in					
		Llenado y prueba de líneas de well services					
		Bombeo de 30 bbl de agua @ 5 bpm					
		Bombeo de 30 bbl de Clear Pill @ 5 bpm					
		Bombeo de 60 bbl de Mud Push II @ 12 ppg @ 5 bpm.					
		Lanzamiento de tapon de fondo(suave)					
		Inicia mezcla y bombeo de lechada lead @ 13.5 ppg son 62bbl					
		Se inicia la mezcla de lechada tail @ 15.8 ppg son 35 bbl					
		Lanzamiento tapon de cierre (duro)					
		Se inicia el desplazamiento como se detalla :son 331bbbs					
		Bombeando 10 bbbs de Agua @ 5 bpm					
		Continuando con 230 bbbs de Agua @ 5 bpm					
		Tenemos perdidas de circulacion					
		Continuamos bombeando siempre bajando la rata para conseguir retornos pero sin exito					
		Completados el Volumen Teorico de Desplazamiento 330 bbbs de Agua a 1 bpm					
		Presion de asentamiento del tapon @ 3000 psi					
		Se libera presion y chequea back flow a unidad de well services son 3 bbl					
05:00	06:00	Termina operacion se procede al rig down de equipos de well services.					
		Quimica Utilizada para mezclas:					
		60bbbs de Mud Push=2520gls=(1932gls de Agua+ 1.5 gls de D047+31 lbr de D167 +190 lbr de D182 + 330 lbr de M + 6.5 gls de F100)					
		30bbbs de Clear Pill= 1260gls=(30 lbr de M117+ 7.5 gls de F100 + 20 gls HCL34%)					
		62 bbbs de Lechada Lead @ 13.5 ppg (5 gls de D047 +125 lbr de D167+3 gls de D080+12.5 gls de D197)					
		35bbbs de Lechada Tail @ 15.8ppg (2gls de D047 + 100 lbr de D167+ 25 lbr de D153 +10 gls de D080+ 7 gls de D197)					
		Equipo de Flotacion: 1 Zapato flotador 1 Collar flotador 1 Tapon Suave 1 Tapon Duro 2 baker locks					
		9 Centralizadores + 18 stop rings) 414 sk de Cemento G					
Client Comments:							
Personnel	Positor	Chemical Used	EQUIPO DE FLOTACION	Hours	Client Representative		
D-SOTO	FS1	D047 8.5 gls	Description Used	Security 1 hrs	Ing. Luis Calderon Schlumberger Representative Diego Soto		
O-VALAREZO	E03	D167 256lbr	Zapato 7 in 1ea	Mob 1 hrs			
E-MOYANO	EO2	D182 194lbr	Collar 7 in 1ea	Rig Up 2 hrs			
D-VAQUEST	HELP	M 117 360 lbr	Tapon Suave 1 ea	Operation 4 hrs			
	F100 14glS	Tapon duro 1 ea	Standby 1 hrs				
	HC34% 20glS	Baker Lock 2 ea	Rig Down 2 hrs				
	D153 25lbr	Centraliza 7 in 9 ea	Demob 1 hrs				
	D080 13glS	Stop Rings 18 ea					
	D197 19.5glS	Cemento G 414.sk	TOTAL 7 hrs.				

Well	VHR 19D	Client	Petroproduccion
Field	VHR	SIR No.	
Engineer	Diego Soto	Job Type	Casing de 7 in
Country	Ecuador	Job Date	09-17-2009



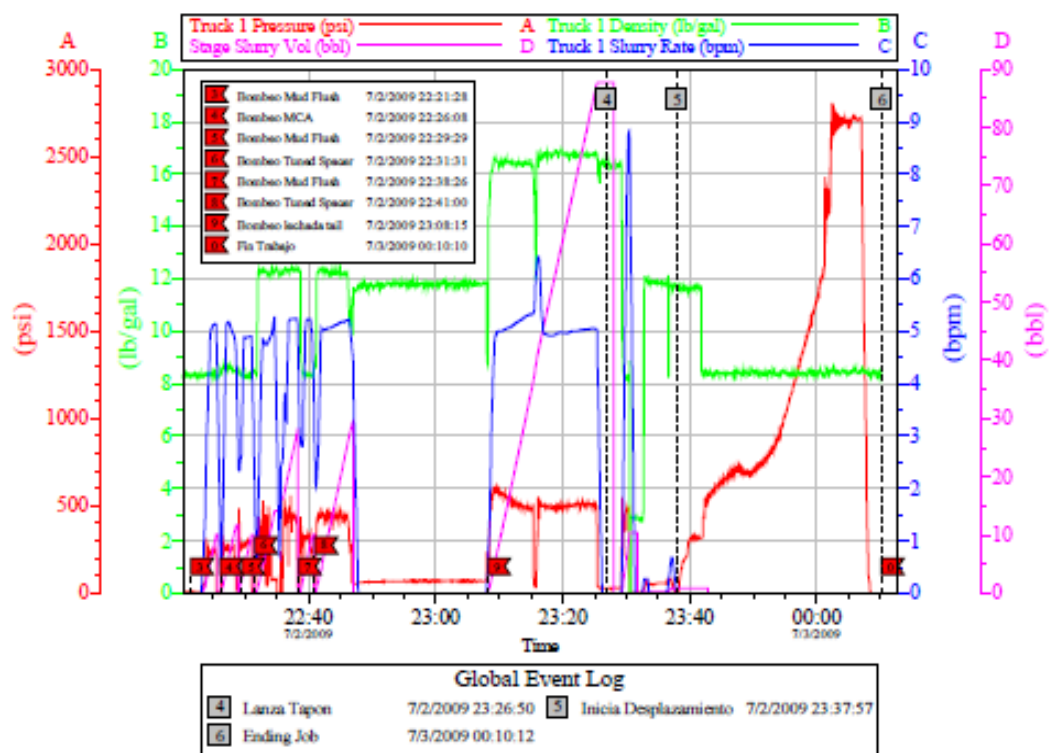
09/17/2009 05:17:18

ANEXO 4

POZO VHR-20

TIKETININ NO: [REDACTED] FİSCİ: [REDACTED]
 PRİZİ: [REDACTED] PRİZİ: [REDACTED]
 CİSİMİ: [REDACTED] TIRAKA: [REDACTED]

[illegible]



ANEXO 5

CUYABENO-28D

Laboratory Wash Test Report Cuyabeno 28D, LR ClearPILL 7 Production csg, 28-Feb-09

Fluid No : QEC PE09-014d		Client : Petroproduction		Location / Rig : CPEB		Signatures	
Date : Feb-28-2009		Well Name : Cuyabeno 28D		Field : Cuyabeno		Hector Suárez Laura Troncoso	

Job Type	7" csg	Depth	8594.0 ft	TVD	8062.6 ft
BHST	193 degF	BHCT	151 degF	BHP	4944 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:40 hr:mn	Heating Rate	1.41 degF/min
Starting Pressure	553 psi	Time to Pressure	00:40 hr:mn	Schedule	9.6-4

Composition

Density	8.37 lb/gal	Type	Water	Water / Wash (vol.)	87.4 %
---------	-------------	------	-------	---------------------	--------

Code	Concentration	Component	Lot Number
Fresh water			
M117	1.000 lb/bbl of wash	KCL Salt	RIG
HCL-5%	5.000 gal/bbl of wash	Acid	SLB2009
F103	0.250 gal/bbl of wash	Surfactant	SLB2009

Rheology

(rpm)	(deg)	(deg)
300	2.0	2.0
200	2.0	2.0
100	1.0	1.0
60	1.0	1.0
30	1.0	1.0
6	1.0	1.0
3	1.0	1.0

10 sec Gel	1	1
10 min Gel	1	1
1 min Stirring	1	1

Temperature	80 degF	151 degF
Pressure	15 psi	15 psi

Pv: 1.432 cP	Pv: 1.432 cP
Tr: 0.80 lb/100lb2	Tr: 0.80 lb/100lb2

Comments

General Comment : Mezclar los aditivos en el orden que indica el reporte.
Fann Reading Comment : Arreglo R1B1

Laboratory Spacer Test Report

Cuyabeno 28D, LR Spacer 7 Production Csg, 28-Feb-09

Fluid No : QEC PE09-0014c		Client : Petroproduccion	Location / Rig : CPEB		Signatures Hector Suárez Laura Troncoso
Date : Feb-28-2009		Well Name : Cuyabeno 28D	Field : Cuyabeno		

Job Type	7" csg	Depth	8594.0 ft	TVD	8062.6 ft
BHST	193 degF	BHCT	151 degF	BHP	4944 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:40 hr:mn	Heating Rate	1.41 degF/min
Starting Pressure	553 psi	Time to Pressure	00:40 hr:mn	Schedule	9.6-4

Composition

Density	12.00 lb/gal	Type	MUDPUSH III	Water/Spacer (vol)	73.4 %
Porosity	73.4 %	Solid Vol Fraction	26.6 %		

Code	Concentration	Component	Lot Number
Fresh water			
D167	1.000 lb/bbl of spacer	Fluid loss	GBG0012684
D182	3.500 lb/bbl of spacer	Turb. Spacer	SLB2009
D151	242.31 lb/bbl of spacer	weight agent	100/325

Rheology

(rpm)	(deg)	(deg)
300	99.0	74.0
200	83.0	62.5
100	55.5	44.5
60	45.5	35.0
30	32.5	26.5
6	17.0	16.5
3	14.5	12.5
10 sec Gel	14	12
10 min Gel	20	18
1 min Stirring	16	14

Temperature	80 degF	151 degF
Pressure	15 psi	15 psi

P _v : 74.737 cP	P _s : 53.209 cP
T _v : 28.51 lb/100ft ²	T _s : 23.98 lb/100ft ²

Comments

General Comment : Espaciador Fácil de mezcla. Fann Reading Comment : Viscosímetro # 3. Combinación R1B1 Other test Comment : El D151 empleado corresponde a la malla #325 y 100 (50/50)



Laboratory Cement Test Report

Cuyabeno 28D, LR Lead 7 Production Csg, 28-Feb-09

Head No : Q&C PC0089-0146 Client : Petrobras Location / Rig : CPGB			System Header Status Laura Thompson		
Date : Feb-28-2009 Well Name : Cuyabeno 28D Field : Cuyabeno					
Job Type : 2" csg Depth : 8994.0 ft TxD : 8992.0 ft SHCT : 181 degF SHCT : 181 degF SH-P : 4940 gal Setting Temp. : 68 degF Time to Temp. : 00:40 hours Heating Rate : 1.40 degF/min Setting Pressure : 548 psi Time to Pressure : 00:40 hours Schedule : 9.5-4					
Composition					
Slurry Density : 13.34 lb/gal Yield : 1.70 m ³ /sk Mix Fluid : 2.146 gal/sk Solid Vol Fraction : 28.0 % Porosity : 11.0 % Slurry Type : Conventional					
Code	Concentration	Stock Reference	Component	Mixal Density	Lot Number
C		94 lb of CEMENT	Blend	3.17 SG	
Freshwater	5.952 gal/sk		Base Fluid		
D64T	0.020 gal/sk		Antifoam		SL80089
D620	1.000 %BWOC		Extender		R10
D19T	0.000 %BWOC		Fluid loss		0.900412684
D680	0.022 gal/sk		Dispersant		SL80089
D19T	0.020 gal/sk		Retarder Acc		1511122
Rheology (Average readings)					
rpm	(deg)	(deg)			
300	92.8	70.0			
200	48.8	66.0			
100	34.8	51.0			
60	26.8	40.0			
30	12.5	30.0			
5	15.8	60.0			
2	18.8	52.0			
10 sec Gel	10	12			
10 min Gel	18	28			
1 min Slurting	10	14			
Temperature	68 degF	151 degF			
	P= 45,660 cP T= 18.10 hr/100s	P= 48,231 cP T= 32.33 hr/100s			
Thickening Time					
Consistency	Time				
30 Bc	64:28 hr:min				
70 Bc	64:42 hr:min				
Free Fluid					
0.0 mL/150mL	at 2 hrs				
At 68 degF and (deg) incl					
Sedimentation	None				
Fluid Loss					
API Fluid Loss	135 mL				
45 mL in 14 min at 151 degF and 1000 psi					
Comments					
General Comment : Lechada facil de mezclar Pore Reading Comment : Combinacion R101 Thickening Time Comment : Calda 21T Other test Comment : El D197 agregar justo antes de mezclar el cemento.					

Laboratory Cement Test Report

Cuyabeno 28D, LR Tail 7 Production Csg, 28-Feb-09

Field No. : GBC-PE68-014a	Client : Petroproduccion	Location / Rig : Lead	Well Name : Cuyabeno 28D	Field : Cuyabeno
Date : Feb-28-2009	Well Name : Cuyabeno 28D	Field : Cuyabeno		

Operator
Hector Salazar
Luisa Toranzo

Job Type	7" csg	Depth	8994.8 ft	TVD	8982.6 ft
BHST	193 degF	BHCT	191 degF	SHF	4944 gal
Starting Temp.	88 degF	Time to Temp.	08:45 hours	Heating Rate	1.40 degF/min
Starting Pressure	549 psi	Time to Pressure	08:45 hours	Schedule	5-6-4

Composition

Slurry Density	15.88 lb/gal	Yield	1.18 ft ³ /sk	Mix Fluid	5.123 gal/sk
Solid Vol. Fraction	41.4 %	Porosity	88.4 %	Slurry type	Conventional

Code	Concentration	Stock Reference	Component	Blend Density	Lot Number
G		94 lbs of CEMENT	Blend	3.17 SG	
Fresh water	4.991 gal/sk		Base Fluid		
D047	0.018 gal/sk		Antifoam		SLB2009
D153	0.158 %BWOC		Antiswelling		SLB2009
D167	0.608 %BWOC		Fluid loss		GBC0812084
D080	0.052 gal/sk		Dispersant		SLB2009
D187	0.013 gal/sk		Retarder Acc.		1111122

Rheology (Average readings)

rpm	(deg)	(deg)
300	194.0	286.8
200	145.0	198.8
100	83.8	98.0
60	56.8	72.8
30	34.8	48.8
6	16.8	20.8
3	14.8	14.8

10 sec Gel	18	18
10 min Gel	32	34
1 min String	28	18

Temperatures	88 degF	165 degF
--------------	---------	----------

Pv: 178.628 cP	Pv: 175.707 cP
Tv: 21.8184/0098	Tv: 35.7284/1098

Thickening Time

Consistency	Time
30 Sc	03:25 hours
70 Sc	03:36 hours

Free Fluid

68 mL/255mL	in 2 hrs
At 80 degF and (deg) incl.	
Sedimentation	None

Fluid Loss

API Fluid Loss	48 mL
24 mL/hr	30 min at 101 degF and 1000 psi

Comments

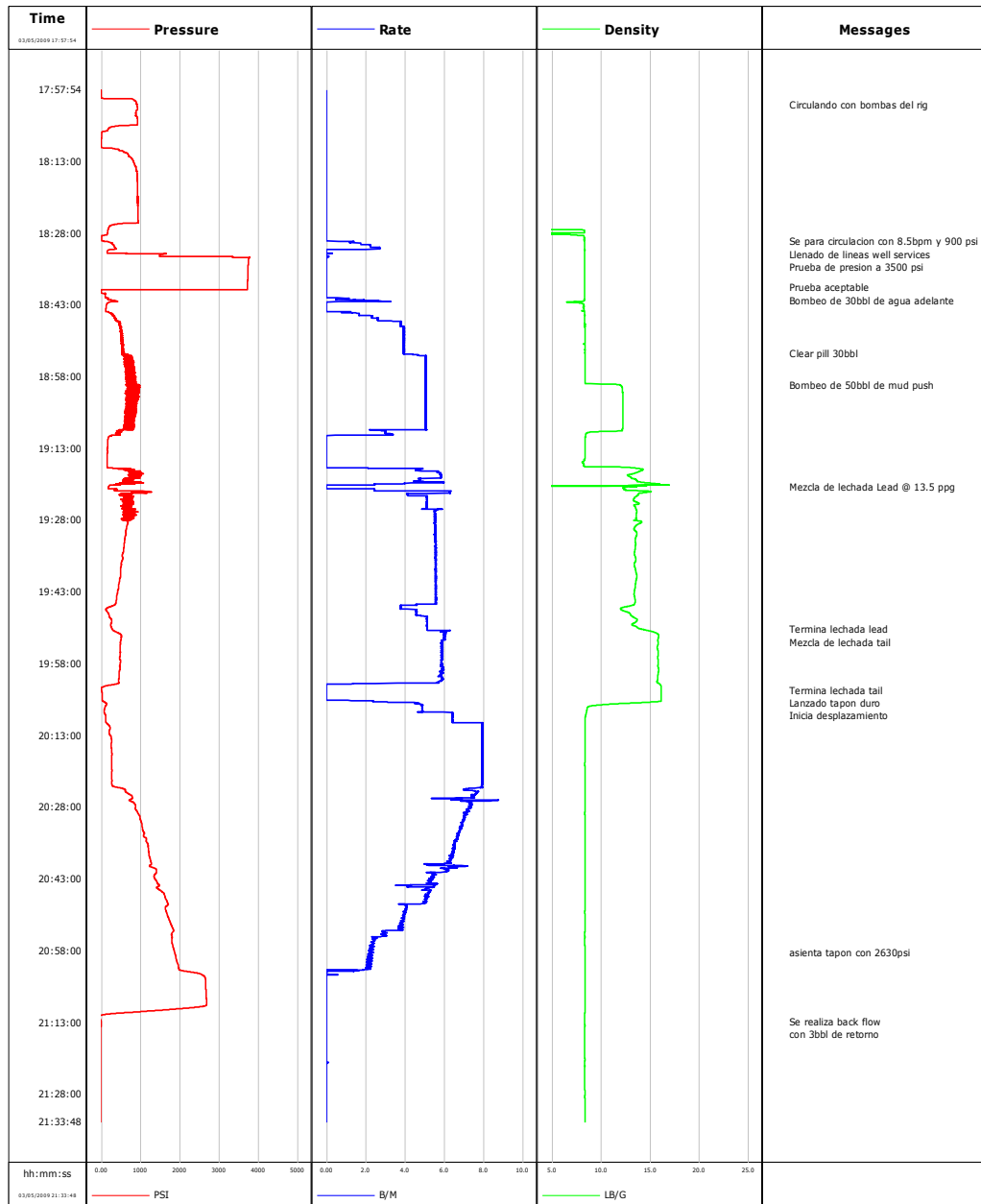
General Comment : Lechada Fiel de mezclar.
Funn Reading Comment : Aneglo R1B1.
Thickening Time Comment : Celda 7322-1 216
Other test Comment : Agregar el D197 justo antes de agregar el cemento.

DAILY REPORT											
Fecha:		Jueves, 05 de Marzo de 2009									
Cliente:		Petroproduccion									
Representante del cliente:		Ing- Edgar Llve									
Service Supervisor:		Geovanny Pacheco									
Pozo:		Cuyabeno 28 D									
Trabajo:		Cementacion 7" produccion									
Taladro:		CPEB-70128									
WS Crew Members:		G-Pcaheco,R-Cardenas,D-Diaz,D-Vargas,M-Ruiz									
Type of Well: Producer: <input checked="" type="checkbox"/> Gas Injector: <input type="checkbox"/> Water Injector: <input type="checkbox"/>											
CHRISTMAS TREE:		Hydrill BOP		WELHEAD ADAPTOR		7" BTC		CHOKE		NO	
Diameter:		Depth:		Weight		MIN. RESTRICTION		WHP		BHP	
Tubing 1		Tubing 2		MAX. TD		WHT		BHT		FLP	
Liner		7"		8587 ft		26lb/ft		PERFORATIONS (ft)		Formation	
Casing 1		# 1 From:		To:		# 2 From:		To:		# 3 From:	
Casing 2		# 2 From:		To:		# 3 From:		To:			
Time		Description									
From:		To:									
Mar-03-2009		10:00 Arribo ala locacion Cuyabeno 28D									
13:00		Cuadrada de equipos									
Mar-04-2009		07:30 Armado de lineas y unidad de well services									
13:00		Colocacion de centralizadores y zapato collar									
18:00		Esperando corrida de casing									
Mar-05-2009		06:00 Chequeo de volúmenes y programas con Company man									
12:30		Mezcla de espaciadores y fluidos de mezcla para lechadas									
15:30		Se llega a punto de casing y se termina mezcla de fluidos de cementacion									
15:45		Inicia circulacion de pozo con 9bpm con 870psi									
17:00		Reunion de seguridad con todo el personal									
17:40		Se para bombas del rig para amarr cabeza y lineas de well services									
18:00		Se reinicia circulacion con bombas del rig y atravez de cabeza de cementacion									
18:30		Llenado de lineas y prueba de presion									
18:39		Prueba aceptable									
18:40		Bombeo de 30bbl de agua fresca adelante									
18:53		Bombeo de 30 bbl de clear pill									
19:00		Bombeo de 50 bbl de mud push @ 12ppg									
19:15		Soltando tapon de fondo									
19:20		Mezcla y bombeo de 168bbl de lechada lead @ 13.5 ppg									
19:50		Mezcla y bombeo de 67 bbl de lechada tail @ 15.8 ppg									
20:10		Soltando tapon duro									
20:12		Inicia desplazamiento con bombas de well services									
20:58		Se asienta tapon con 2630 psi									
21:09		Se realiza back flow y retornan 3 bbl									
21:25		Se procede a desarmar lineas y cabeza de well services									
Client Comments:											
Personnel											
Position		Chemical Used		BHA CT TOOLS			Hours			Client Representative	
G-Pacheco		FS1		Description			OD LENGTH			Security	
R-Cardenas		EO-S								Mob	
M-Ruiz		FS2								Rig Up	
D-Diaz		EO								Operation	
D-Vargas		EO								Standby	
										Rig Down	
										Demob	
										TOTAL	
										12 hrs	
										Geovanny Pacheco	



Cementing Job Report

Well	Cuyabeno 28D	Client	Petroproduccion
Field	Cuyabeno	SIR No.	
Engineer	Geovanny Pacheco	Job Type	7" Produccion
Country	Ecuador	Job Date	03-05-2009



03/06/2009 09:23:41

ANEXO 6

CUYABENO-36D

Laboratory Wash Test Report Cuyabeno 36D, LR ClearPILL 7 Production Csg, 12-Jun-10 REPORTE FINAL

Fluid : QEC PE2010-	Client :	Location / :	Land	Signatures <div>Hector Suarez</div> <div>Laura Troncoso</div>
No 043d	PetroProduccion	Rig		
Date : Jun-12-2010	Well : Cuyabeno 36D	Field :	Cuyabeno	

Job Type	7 Csg	Depth	8570.0 ft	TVD	8197.0 ft
BHST	195 degF	BHCT	155 degF	BHP	5038 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:41 hr:mn	Heating Rate	1.43 degF/min
Starting Pressure	560 psi	Time to Pressure	00:41 hr:mn	Schedule	9.6-4

Composition

Density	8.40 lb/gal	Type	Water	Water / Wash (vol.)	63.6 %
----------------	--------------------	-------------	--------------	----------------------------	---------------

Code	Concentration	Component	Lot Number
Cuyabeno 36D			
M117	2.000 lb/bbl of wash	KCL Salt	SLB2010
HCL-5%	15.000 gal/bbl of wash	Cleaner Aci	SLB2010
F103	0.150 gal/bbl of wash	Surfactant	SLB2010

Rheology

(rpm)	(deg)	(deg)
300	2.0	3.0
200	1.0	2.0
100	1.0	1.0
60	1.0	1.0
30	1.0	1.0
6	1.0	1.0
3	1.0	1.0

10 sec Gel	1	1
10 min Gel	1	1
1 min Stirring	1	1

Temperature	80 degF	155 degF
Pressure	15 psi	15 psi

Pv : 1.267 cP	Pv : 2.223 cP
Ty : 0.73 lbf/100ft2	Ty : 0.67 lbf/100ft2

Comments

General Comment: Fácil de mezclar.
Fann Reading Comment: Arreglo R1B1.

Laboratory Spacer Test Report

Cuyabeno 36D, LR Spacer 7 Production Csg, 12-Jun-10

REPORTE FINAL

Fluid No : QEC PE2010-043c	Client : Petroproduccion	Location / Rig : Land	Signatures
Date : Jun-12-2010	Well Name : Cuyabeno 36D	Field : Cuyabeno	Hector Suarez
			Laura Troncoso

Job Type	7" csg	Depth	8570.0 ft	TVD	8197.0 ft
BHST	195 degF	BHCT	155 degF	BHP	5038 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:41 hr:mn	Heating Rate	1.43 degF/min
Starting Pressure	560 psi	Time to Pressure	00:41 hr:mn	Schedule	9.6-4

Composition

Density	12.00 lb/gal	Type	MUDPUSH II	Water/Spacer (vol)	69.7 %
Porosity	73.3 %	Solid Vol. Fraction	26.7 %		

Code	Concentration	Component	Lot Number
Fresh water			
D112	0.500 lb/bbl of spacer	Fluid loss	WF2555S6T4
D182	3.500 lb/bbl of base fluid	Turb. Spacer	010710-01
M117	5.000 lb/bbl of spacer	KCL Salt	SLB2010
U066	1.000 gal/bbl of spacer	Mutual solve	SLB2010
D122A	0.500 gal/bbl of spacer	Chem wash co	SLB2010
D047	0.020 gal/bbl of spacer	Antifoam	TU0A0285A1
D151	240.11 lb/bbl of spacer	weight agent	RIG

Rheology

(rpm)	(deg)	(deg)
300	65.0	56.0
200	54.0	48.5
100	41.0	36.0
60	33.0	31.0
30	24.0	24.0
6	20.0	15.5
3	14.0	12.0

10 sec Gel	15	12
10 min Gel	18	20
1 min Stirring	15	16

Temperature	80 degF	155 degF
Pressure	15 psi	15 psi

P _v : 39.461 cP	P _v : 34.440 cP
T _y : 26.64 lbf/100ft ²	T _y : 23.52 lbf/100ft ²

Comments

General Comment: Fácil de mezclar.
Fann Reading Comment: Arreglo R1B1.
Other test Comment: Agregar los aditivos como indica en el reporte, densidad 12.00ppg.

Laboratory Cement Test Report

Cuyabeno 36D, LR Lead 7 Production csg, 12-Jun-10

FINAL LAB REPORT

Fluid No : QEC PE2010-043b	Client : Petroproduccion	Location / Rig : CPEB70128	Signatures
Date : Jun-12-2010	Well Name : Cuyabeno 36D	Field : Cuyabeno	Hector Suarez
			Laura Troncoso

Job Type : 7" csg	Depth : 8570.0 ft	TVD : 8197.0 ft
BHST : 195 degF	BHCT : 155 degF	BHP : 5038 psi
Starting Temp. : 80 degF	Time to Temp. : 00:53 hr:mn	Heating Rate : 1.43 degF/min
Starting Pressure : 560 psi	Time to Pressure : 00:53 hr:mn	Schedule : 9.6-4

Composition

Slurry Density : 13.50 lb/gal	Yield : 1.70 ft ³ /sk	Mix Fluid : 9.140 gal/sk
Solid Vol. Fraction : 28.9 %	Porosity : 71.1 %	Slurry type : Conventional

Code	Concentration	Sack Reference	Component	Blend Density	Lot Number
G		94 lb of CEMENT	Blend	3.17 SG	
Fresh water	8.942 gal/sk		Base Fluid		
D047	0.020 gal/sk		Antifoam		TU0A0285A1
D020	1.400 %BWOC		Extender		RIG
D167	0.600 %BWOC		Fluid loss		68678
D080	0.014 gal/sk		Dispersant		TU0B0297A0
D197	0.054 gal/sk		Retarder Acc		1165141

Rheology (Average readings)

(rpm)	(deg)	(deg)
300	65.0	86.0
200	52.5	70.5
100	38.5	51.0
60	31.0	39.5
30	22.0	30.0
6	14.0	16.5
3	10.0	12.0
10 sec Gel	10	12
10 min Gel	22	18
1 min Stirring	17	13
Temperature	80 degF	155 degF
Pv : 47.136 cP		Pv : 61.554 cP
Ty : 20.11 lbf/100ft ²		Ty : 26.85 lbf/100ft ²

Thickening Time

Consistency	Time
30 Bc	04:23 hr:mn
70 Bc	05:36 hr:mn

Free Fluid

0.0 mL/250mL	in 2 hrs
At 80 degF and (deg) incl.	
Sedimentation	None

Fluid Loss

API Fluid Loss	105 mL
43 mL in 20 min at 155 degF	and 1000 psi

Comments

General Comment : Facil de mezclar
Fann Reading Comment : Arreglo R1B1
Thickening Time Comment : Celda 217

Laboratory Cement Test Report

Cuyabeno 36D, LR Tail 7 Production Liner, 12-Jun-10

FINAL LAB REPORT

Fluid No : QEC PE2010-043a	Client : Petroproduccion	Location / Rig : CPEB 70128	Signatures
Date : Jun-12-2010	Well Name : Cuyabeno 36D	Field : Cuyabeno	Hector Suarez
			Laura Troncoso

Job Type	7" Liner	Depth	8570.0 ft	TVD	8197.0 ft
BHST	195 degF	BHCT	155 degF	BHP	5038 psi
Starting Temp.	80 degF	Time to Temp.	00:53 hr:mn	Heating Rate	1.42 degF/min
Starting Pressure	802 psi	Time to Pressure	00:53 hr:mn	Schedule	9.19-4

Composition

Slurry Density	15.80 lb/gal	Yield	1.16 ft³/sk	Mix Fluid	5.133 gal/sk
Solid Vol. Fraction	41.6 %	Porosity	58.4 %	Slurry type	Conventional

Code	Concentration	Sack Reference	Component	Blend Density	Lot Number
G		94 lb of CEMENT	Blend	3.17 SG	
Fresh water	4.975 gal/sk		Base Fluid		
D047	0.010 gal/sk		Antifoam		TU0A0285A1
D153	0.150 %BWOC		Antisettling		TU9D0299A0
D167	0.600 %BWOC		Fluid loss		68678
D080	0.052 gal/sk		Dispersant		TU0B0297A0
D197	0.038 gal/sk		Retarder Acc		1165141

Rheology (Average readings)

(rpm)	(deg)	(deg)
300	194.0	204.0
200	148.0	154.0
100	90.0	96.0
60	62.0	73.0
30	40.0	42.0
6	21.0	19.5
3	13.5	15.0
10 sec Gel	14	15
10 min Gel	38	26
1 min Stirring	22	20
Temperature	80 degF	155 degF
Pv: 172.151 cP		Pv: 175.719 cP
Ty: 27.38 lbf/100ft ²		Ty: 33.83 lbf/100ft ²

Thickening Time

Consistency	Time
30 Bc	04:19 hr:mn
70 Bc	04:58 hr:mn

Free Fluid

0.0 mL/250mL	in 2 hrs
At 80 degF and (deg) incl.	
Sedimentation	None

Fluid Loss

API Fluid Loss	48 mL
24 mL in 30 min at 155 degF	and 1000 psi

Comments

General Comment : Facil de mezclar
Fann Reading Comment : Arreglo R1B1
Thickening Time Comment : Celda 216

10.2 TERMINOLOGIA USADA

- **API:** (American Petroleum Institute), Instituto Americano de Petróleo.
- **BC:** (Bearden Units Of Consistency), Unidad de Consistencia Bearden.
- **BES:** Bombeo Electro Sumergible.
- **BH:** Bombeo Hidráulico.
- **BHA:** Bottom Hole Assembly: Ensamblaje de Fondo de Pozo.
- **BHCT:** (Bottom Hole Circulating Temperature). Temperatura Circulante de Fondo
- **BHST:** (Bottom Hole Static Temperature). Temperatura Estática de Fondo.
- **BVOB:**(By volumen of blend), por el volumen de la mezcla.
- **BOB:** Cilindro de acero ajustado al viscosímetro de FANN para determinar la reología.
- **BVOS:** (By volumen of solids), por el volumen de sólidos.
- **BULKS:** Del ingles, volumen o cantidad, también se le llama así a los camiones tanques que transportan el cemento.
- **CASING:** Tubería de Revestimiento.
- **CBL:** (Cement Bond Log). Registro de Adherencia del Cemento.
- **CEPE:** Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana. Primer nombre de la empresa petrolera ahora lleva el nombre de EPPetroecuador.
- **D:** Diámetro del agujero (in).
- **DC:** (Drill Collar). Porta barrena o Collar de Perforación.
- **DPP:** Disparo por pie.
- **Drill Pipe:** Tubería sin costura que se utiliza para dar rotación a la barrena y circular fluido de perforación, con una longitud de 31 pies que se conecta mediante juntas (generalmente caja- pin)
- **EDC:** (Equivalent Density Circulating).Densidad equivalente de circulación (lb/ft³).
- **FF:** Factor de flotación (adimensional).
- **FLOAT COLLAR:** Collar flotador, parte del equipo de flotación para cementación.
- **FLOAT SHOE:** Zapato flotador, es el primer conjunto de ensamblaje de fondo para cementación.

- **Fluido de Perforación:** Medio circulante, una de sus funciones es llevar el ripio (recortes) pozo arriba hasta la superficie. Aunque el fluido de perforación más común es una mezcla de arcilla, agua y varios aditivos químicos, también es posible usar aire y aceite.
- **FRAC TANK:** Frac tanque es básicamente un término genérico para móviles tanques de almacenamiento de acero utilizados para contener líquidos. Normalmente se utiliza para fracturar pozos en la industria del petróleo y el gas, un tanque de frac también pueden ser utilizados para almacenar líquidos como el agua de escorrentía, cemento, lodos, combustible diesel, glicol, aceites, residuos, etc.
- **Ft:** (pies) Unidad de medida
- **h:** Distancia entre cople y zapata (ft).
- **H:** Profundidad (ft).
- **ID:** (Inside Diameter). Diámetro Interno.
- **K':** Índice de consistencia (lb-seg/ft²).
- **KHz:** Hercios (Unidad de frecuencia).
- **KOP:** (Kick - Off Point). Punto de Desvío. Punto inicial de desviación, el cual se comienza una curva de la trayectoria programada, donde la inclinación del pozo se aumenta intencionalmente.
- **Lagtest:**
- **LAS:** Formato de Archivo de software para correr el resultado de los registros de cementación.
- **Lbm:** libras masa, unidad de medida de peso.
- **Lbf:** libras fuerza, unidad de medida de peso.
- **LEAD:** Relleno, nombre que tiene la primera lechada que se bombea al pozo. "Lechada LEAD".
- **MD:** (Measure Depth).
- **MRayl:** Es una unidad de la Impedancia Acústica expresada en miles.
- **mV:** mili voltios.
- **N`* =** Índice de comportamiento (lb-seg/ft²).
- **OD:** (Outside Diameter). Diámetro Externo.
- **°F:** Fahrenheit (Unidad de medida de Temperatura).

- **OVERLAP:** Superposición o exceso de cemento que se tiene en el pozo.
- **OPEN HOLE (OH):** Del Inglés, hueco abierto. (Se utiliza para información de diámetro promedio del pozo)
- **P:** Presión superficial (Psi).
- **PA:** Presión hidrostática en el espacio anular (Psi).
- **PACKER:** conjunto de herramientas o herramienta que va en el interior de un pozo para asegurar el liner a la tubería anterior o para asegurar herramientas para el control de un pozo petrolero.
- **PAD:** Plataforma temporal de perforación o fluido para iniciar el fracturamiento hidráulico, pero sin agente de soporte / sostén.
- **PVF:** Fracción de Volumen de Empaque.
- **Profundidad Medida:** Es la distancia medida a lo largo del pozo desde el punto de referencia de la superficie, hasta la profundidad de interés o hasta el punto donde se encuentra el objetivo.
- **PSI:** Unidad de medida de presión.
- **Ppg:** sigla en ingles, Pound Per Galon. Libras por galón.
- **Pv:** Viscosidad Plástica, Es la sigla que determina la viscosidad del cemento.
- **Rata de Penetración:** No es más que la profundidad de perforación expresada en pies por la unidad de tiempo.
- **ROP:** (Rate of Penetration). Tasa de Penetración o Velocidad de Perforación.
- **RPM:** (Revolutions per Minute). Revoluciones por Minuto.
- **SETTING SLEEVE:** herramienta de fondo.
- **SETTING TOOL:** Herramienta de asentamiento del packer.
- **SG:**(Specific gravity), gravedad específica.
- **SHOE TRACK:** Zapato, es el nombre de la herramienta que va al interior de pozo y por donde sale el cemento al espacio anular.
- **SURVEYS:** Medición que se da en el pozo a diferentes intervalos de profundidad.
- **SVF:** (solid volumen fraction), fracción de volumen sólidos.
- **Sxs:** (siglas en ingles) sacos de cemento.

- **t:** Tiempo de desplazamiento (min).
- **TAIL:** Cola, nombre que tiene la segunda lechada que se bombea al pozo. “Lechada de Cola”.
- **TD:** (Total Depth). Profundidad Total.
- **TIXOTROPÍA:** Un fluido tixotrópico es un fluido que tarda un tiempo finito en alcanzar una viscosidad de equilibrio cuando hay un cambio instantáneo en el ritmo de tensión de corte, muestra una disminución de la viscosidad a lo largo del tiempo a una velocidad de corte constante.
- **TOC:** Tope del cemento.
- **TR:** Tubería de Revestimiento.
- **TT:** (Transit time). Tiempo de transito de la onda.
- **TVD:** (True Vertical Depth). Profundidad Vertical Verdadera. Es la profundidad real del pozo proyectado en el plano vertical.
- **Ty:** Punto de cedencia.
- **UCA:** (Ultrasonic cement analyzer). Analizador de cemento ultrasónico.
- **USI:** (Ultrasonic Imaging) Imagen Ultrasonica.
- **VDL:** (Variable Density Log). Registro de densidad variable.
- **WOB:** Weight on Bit: Peso Aplicado Sobre la Broca.
- **WOC:** (Water Oil Contant): Contacto Agua Petróleo.
- **WOct:** (Tiempo de espera para el fraguado)
- **YP:** (Yield Point).Punto de cedencia.

